

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES



TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DE POTENCIA  
GENERADA DE UN PARQUE EÓLICO  
FLOTANTE FRENTE A LA COSTA DE CÁDIZ**

---

Jorge Fernández García

Tutor: Javier Villa Briongos

Madrid, septiembre de 2015



“El pesimista se queja del viento, el optimista espera que cambie, el realista ajusta las velas.”

**William George Ward**

## ***Agradecimientos***

*A mis padres, por el esfuerzo que en algunos difíciles han tenido que hacer, renunciando a comodidades para permitirme desarrollar los estudios que en todo momento he elegido hacer. A mis hermanas, por el cariño e ilusión mostrado ante mis pequeños logros, reconociéndolos y haciendo un poco más comfortable cada pequeño éxito.*

*Al resto de familiares y amigos que se han interesado por cada uno de estos últimos años.*

*Mención para mi tutor Javier, por sacar ese carácter motivador característico de su personalidad en cada encuentro, sin duda me ha ayudado en el desarrollo de éste trabajo.*

*Muchas gracias a todos.*

## Resumen

El presente trabajo va a presentar una fuente de energía alternativa de tipo eólico que aún no tiene precedentes a gran escala en la actualidad, ni en nuestro país ni en el resto del mundo. El estado del mercado eólico del sector offshore y sus perspectivas de futuro van a marcar la magnitud que este tipo de tecnología puede llegar a alcanzar en los próximos años, propiciando un interés en los inversores que hasta ahora no parecía haber surgido. Un profundo estudio del estado del arte de los componentes que intervienen en la operación de un parque flotante, recoge las características clave de los aerogeneradores concebidos para su funcionamiento en aguas profundas, las diferentes alternativas de plataformas flotantes, sus líneas de fondeo y anclajes.

Todos los factores que intervienen en la viabilidad del parque propuesto y la cantidad de estudios previos que se deben realizar para poder seguir adelante con el proyecto, van a tener cabida. Así como su aplicación al caso de estudio localizado en aguas del Golfo de Cádiz.

La fase de operación y mantenimiento del proyecto de un parque eólico flotante offshore tras su instalación es, cuanto menos, representativa económicamente para tener una perspectiva de la magnitud de inversión de este tipo de infraestructuras. Por ello, debe hacerse una propuesta concreta de la ruta a seguir en este aspecto para posibilitar la viabilidad definitiva del proyecto una vez solventados los retos técnicos, ecológicos y sociales que supone.

## Abstract

The current document is going to purpose a renewable energy source through a floating wind farm all time high in full scale. Nowadays, the offshore wind market and its forecast are going to manage this technological raising the upcoming years, awakening the investments. The estate of the art of the floating platforms, anchoring systems and wind turbines, is going to be collected in order to make suitable this technology with deep waters.

All decisive factors which take into account in the wind farm viability and previous studies are described. Furthermore, its appliance in Cadiz Gulf waters.

Outlines of operating and maintenance phase should be defined, because of its costs represent a high level investment.

# ÍNDICE

<b>Introducción y objetivos .....</b>	<b>1</b>
<b>Capítulo 1. Introducción eólica offshore.....</b>	<b>1</b>
1.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA.....	2
1.2 ACTUALIDAD Y CIFRAS DEL SECTOR .....	4
1.3 MERCADO EÓLICO. PERSPECTIVAS DE FUTURO .....	11
1.4 TECNOLOGÍA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.....	18
1.4.1 POTENCIAS GENERADAS OFFSHORE.....	22
1.4.2 AEROGENERADORES: TIPOS Y POTENCIAS .....	29
1.4.3 AEROGENERADORES OFFSHORE .....	35
1.4.4 SOPORTES FLOTANTES .....	39
1.4.4.2 Sistema de fondeo .....	40
1.4.4.2.1 Líneas.....	40
1.4.4.2.2Anclajes .....	42
1.4.4.3 Tipos.....	43
1.4.4.3.1 Tipo SPAR .....	43
1.4.4.3.2 Tipo TLP .....	45
1.4.4.3.3 Tipo embarcación (barge) o pontón.....	46
1.4.4.3.4 Tipo Semisumergible .....	48
1.4.4.3 Diseños y proyectos .....	49
1.4.4.3.1 Híbridos (SWAY) .....	49
1.4.4.3.2 Hywind .....	51
1.4.4.3.3 Blue H .....	53
1.4.4.3.4 Floatgen.....	54
1.4.4.3.5 Windfloat.....	55

1.4.5 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA .....	58
1.4.5.1 OCAES.....	59
1.4.5.2 ORES.....	61
1.4.6 APLICACIONES AL CASO DE ESTUDIO.....	64
 <b>Capítulo 2. Desarrollo de un parque eólico.....</b>	<b>66</b>
2.1 HIPÓTESIS DE PARTIDA.....	66
2.2 LOCALIZACIÓN.....	66
2.3 ESTUDIOS.....	67
2.3.1 Recurso eólico de la zona elegida .....	68
2.3.2 Batimetría .....	71
2.3.3 Oleaje.....	73
2.3.4 Corrientes.....	75
2.3.5 Salinidad.....	77
2.3.4 Mareas .....	79
2.3.5 Sismografía .....	80
2.4 VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA VIABILIDAD DEL PARQUE.....	82
2.4.1 Antecedentes .....	82
2.4.2 Normativa y legislación aplicable .....	83
2.4.3 Factores ambientales.....	85
2.4.4 Factores geofísicos .....	91
2.4.5 Factores socioeconómicos .....	92
2.5 EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE .....	95
2.6 DISEÑO DEL PARQUE. AEROGENERADORES Y PLATAFORMAS.....	99
2.6.1 Aerogenerador elegido.....	100
2.6.2 Análisis comparativo. Selección .....	101



2.7 TRANSPORTE DE ENERGÍA Y SISTEMA DE CONEXIÓN .....	108
2.7.1 Conexión interna del parque .....	108
2.7.2 Conexión a costa del parque .....	110
 <b>Capítulo 3. Operación y mantenimiento de un parque eólico offshore .....</b>	<b>112</b>
3.1 MONITORIZACIÓN .....	113
3.2 ACCESIBILIDAD .....	114
3.3 FATIGA.....	116
3.4 EROSIÓN .....	117
3.5 CORROSIÓN .....	117
3.6 BIOINCRUSTACIÓN/BIOFOULING .....	119
3.7 ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO, BUQUES Y TRANSPORTE UTILIZADO .....	120
<b>Conclusiones del trabajo .....</b>	<b>124</b>
<b>ANEXO I: Distribución de Weibull .....</b>	<b>126</b>
<b>ANEXO II: Percepción social para el proyecto de un parque eólico offshore en la comarca de la Janda (Cádiz), concretamente a población de los municipios de Conil, Barbate y Véjer de la frontera. ....</b>	<b>128</b>
<b>ANEXO III: Modelaje .....</b>	<b>130</b>
<b>ANEXO IV: Dimensionamiento de sistemas de protección. ISO 12944. ....</b>	<b>133</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>135</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Evolución histórica de altura de buje del aerogenerador y diámetro de rotor. Modificado de IEA (2013).....	5
Ilustración 2. Capacidad de eólica global. Modificado de informe anual energía eólica 2014 GWEC [3]. ....	6
Ilustración 3. Capacidad de generación actual por países. Modificado de informe anual energía eólica 2014 GWEC [2].....	8
Ilustración 4. Porcentaje por tipo de subestructura para aerogeneradores conectados a la red a finales de 2014. Adaptado de EWEA [1]. ....	10
Ilustración 5. Distancias a costa y profundidades de parques construidos, bajo construcción y aprobados. Adaptado de EWEA [1].....	11
Ilustración 6. Estimación del mercado eólico global para los próximos cinco años. Modificado de GWEC [2]. ....	13
Ilustración 7. Previsión de crecimiento por regiones para los próximos cinco años. Modificado de GWEC [2]. ....	15
Ilustración 8. Previsión para el objetivo 2020. Modificado de IEA [4]. ....	16
Ilustración 9. Circulación general de la atmósfera Modificado de <a href="#">BIOLULIA</a> .....	20
Ilustración 10. Influencia del relieve del terreno sobre el perfil de velocidades del viento [7]..	22
Ilustración 11. Potencia generada por una masa de aire en función de su velocidad y diámetro de rotor del aerogenerador. Elaboración propia. ....	25
Ilustración 12. Relación de velocidades de vientos aguas arriba y aguas abajo del rotor. Adaptado de <a href="#">tubo de corriente</a> .....	27
Ilustración 13. Coeficiente de potencia y relación de velocidades. Adaptado de [9]. ....	28
Ilustración 14. Turbina Savonius [10]. ....	29
Ilustración 15. Turbina Darrieus [10]. ....	29
Ilustración 16. Turbina multipala [10]. ....	30
Ilustración 17. Turbina monopala. Elaboración propia.....	30
Ilustración 18. Turbina bipala. Elaboración propia. ....	31

Ilustración 19. Turbina Tripala. Elaboración propia. ....	31
Ilustración 20. Turbina sin palas. Fuente: <a href="#">Vortex</a> .....	32
Ilustración 21. Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador de 1.8 MW. Modificado de [10]. ....	34
Ilustración 22. Coeficientes de potencia para distintos aerogeneradores en función de la velocidad del viento. Modificado de [10]. ....	35
Ilustración 23. Descripción gráfica de los diferentes tipos de línea de fondeo [16]......	41
Ilustración 24. Remolque de la plataforma desde puerto has la zona de instalación. Fuente: Statoil .....	43
Ilustración 25. Barco grúa instalando la góndola sobre la torre fijada a la plataforma. Fuente: <a href="#">Statoil</a> . ....	44
Ilustración 26. Diseño del proyecto PelaStar. Fuente: <a href="#">Glosten</a> .....	45
Ilustración 27. Etapas de instalación de una plataforma TLP [16]. ....	46
Ilustración 28. Diseño con estructura de hormigón hueca y piscina central. Fuente: <a href="#">IDEOL</a> .....	47
Ilustración 29. Modelo de futuro para plataformas tipo pontón con forma heptagonal y subestación eléctrica [18]. ....	47
Ilustración 30. Modelos de plataforma semisumergible [16]. ....	48
Ilustración 31. Sistema de platos hexagonales de rejilla [19]. ....	49
Ilustración 32. Detalle de los elementos de la estructura SWAY. Modificado de <a href="#">proyecto SWAY</a> . ....	51
Ilustración 33. Dimensiones de aerogenerador que espera poder albergar el proyecto Hywind en un futuro. Fuente: <a href="#">Statoil</a> .....	52
Ilustración 34. Prototipo con aerogenerador bipala instalado en aguas de Italia. Arriba con calado de remolque y abajo con calado de operación. Fuente: <a href="#">Blue H Technologies</a> .....	53
Ilustración 35. Sección transversal (hueca) de la estructura Floatgen. Fuente: <a href="#">IDEOL</a> . ....	54
Ilustración 36. Detalle del anclaje de las líneas de fondeo a la plataforma Floatgen. Fuente: <a href="#">IDEOL</a> .....	55
Ilustración 37. Dimensiones de la estructura WindFloat y detalles estructurales. Fuente: EDP Innovación [88].....	56

Ilustración 39. Histórico de alturas de ola significativa durante el periodo de prueba del prototipo WindFloat. Fuente: EDP Innovación [88]. .....	57
Ilustración 38. Fotografía real de una boya meteorológica durante el temporal que azotó con olas de 15 metros al prototipo WindFloat. Tomada el 1 de Noviembre de 2011. Fuente EDP Innovación [88]. .....	57
Ilustración 40. Curvas de operación del sistema OCAES durante el periodo de prueba [25]. ....	60
Ilustración 41. Representación de fases de operación del sistema ORES. Elaboración propia a partir del diseño propuesto en [28]. .....	62
Ilustración 42. Representación de la configuración del sistema ORES como anclaje de líneas de fondeo. Fuente: MIT .....	63
Ilustración 43. Velocidad media anual por colores del viento en Andalucía a 80 metros de altura (IDAE) [32]. .....	70
Ilustración 44. Densidad de potencia media anual por colores del viento en Andalucía a 80 metros de altura (IDAE) [32]. .....	71
Ilustración 45. Batimetría por colores del Golfo de Cádiz. Portal Batimétrico EMODnet [35]. ...	72
Ilustración 46. Histórico por meses de parámetros de ola medios en la boya del Golfo de Cádiz. Puertos del Estado [36]. .....	73
Ilustración 47. Alturas de ola significativa máxima (rojo) y media (azul) para la boya del Golfo de Cádiz. Puertos del Estado [36]. .....	74
Ilustración 48. Rosa de corrientes de la boya situada en el Golfo de Cádiz. Puertos del Estado. ....	75
Ilustración 49. Ejemplo del histórico por meses para el año 2013 de la velocidad media de corriente en el Golfo de Cádiz. Puertos del Estado. ....	76
Ilustración 50. Dirección y magnitud por colores (rojos altas corrientes y violetas bajas corrientes) de las corrientes en el Golfo de Cádiz el 15/04/2015. Puertos del Estado [37]. ....	76
Ilustración 51. Distribución de salinidad por colores (en gramos de sales por kilogramo de agua) por efecto de la corriente mediterránea. Adaptado de [39]. .....	77
Ilustración 52. Curvas Temp.-Salinidad estándar para corriente atlántica del Golfo de Cádiz (derecha) y corriente atlántica central (izquierda). Modificada de [43]. .....	78
Ilustración 53. Nivel del mar durante la última década Puertos del estado [36]. .....	79

Ilustración 54. Epicentros del terremoto que arrasó Lisboa en los límites de placa cerca del Golfo de Cádiz. Elaboración propia a partir de <a href="#">Fuente</a> .	80
Ilustración 55. Mapa batimétrico con la localización de los principales epicentros de terremotos registrados hasta el año 2000 en el margen del sur de Portugal y Golfo de Cádiz; AP: Alto de Portimao; BG: Banco del Guadalquivir; AA: Alto de Albufeira. Modificado de [47].	81
Ilustración 56. Relación de ruido respecto al del hábitat natural (dB) y el salto producido por contaminación acústica. Elaborado a partir de [56].	89
Ilustración 57. Transmisión de vibraciones y ruido durante operación del aerogenerador. Modificado de [59].	90
Ilustración 58. Ejemplo de detección de dos conjuntos de fallas, interrumpiendo la continuidad lateral de un paquete sedimentario estratificado. Fuente: <a href="#">Bentos Servicio y Equipos Marinos Ltda.</a>	91
Ilustración 59. Representación del impacto visual generado en la costa para un aerogenerador de 150 metros de altura de buje a diferentes distancias. Fuente: MINETUR	94
Ilustración 60. Rosa de los vientos de datos históricos durante un periodo de 47 años. Puertos del Estado [63].	96
Ilustración 61. Localización y dimensiones del parque. Punto WANA 5034009. Modificado de IDEA [32].	97
Ilustración 62. Ruta tradicional del atún rojo frente a las costas de Conil, Vejer y Barbáte y zonas de pesca. Elaboración propia a partir de [66] y [67].	98
Ilustración 63. Distribución de la composición de los fondos en el Golfo de Cádiz. Modificado de [68].	99
Ilustración 64. Aerogenerador M5000 de Areva instalado sobre una plataforma monopilote en el parque Wikinger (Alemania). Fotografía: <a href="#">Windmesse</a> .	101
Ilustración 65. Resultados teóricos y experimentales de los operadores de amplitud a respuesta de la plataforma, cuando el viento incide a 0° [19].	105
Ilustración 67. Movimientos de la plataforma con olas de 4 metros y viento de 12 m/s [19].	106
Ilustración 66. Rotaciones experimentadas por la plataforma con olas de 4 metros y viento de 12m/s[19].	106
Ilustración 68. Ejemplos de configuración radial (izquierda) y en anillo (derecha) [74]...... <b>¡Error! Marcador no definido.</b>	

Ilustración 69. Redes y subestaciones de media y alta tensión terrestres cercanas a la zona de instalación del parque. Fuente: MINETUR .....	110
Ilustración 70. Esquema del sistema de acceso Windlift. Fuente: Service Concepts for Offshore Wind Turbines. <a href="#">Fassmer</a> .....	114
Ilustración 71. Plataforma de acceso a la góndola del aerogenerador. Service Concepts for Offshore Wind Turbines. Fotografía: <a href="#">Fassmer</a> .....	115
Ilustración 72. Distribución de costes de operación en libras según la estrategia de O&M elegida. Adaptado de [5]. .....	121
Ilustración 73. WindCat 101 en el parque eólico marino de West of Duddon Sands (Inglaterra). Fotografía: <a href="#">Motteli &amp; Malvin</a> .....	122
Ilustración 74. Modelización de las líneas de fondeo y anclaje en Orcaflex. Elaboración propia. ....	131
Ilustración 75. Tabla de resultados de las tensiones y movimientos experimentados por el modelado de la plataforma Semisumergible compacta. Elaboración propia. ....	131
Ilustración 76. Dinámica de la plataforma. Modificado de [86]. ....	132

## Introducción y objetivos

---

El objetivo principal es la propuesta de un parque eólico marino en aguas profundas con plataformas flotantes como cimientos, demostrando su viabilidad técnica en cada una de las fases que comprende; estudios previos, construcción, instalación, operación y mantenimiento.

Desde el capítulo 1 se van a tener en cuenta aspectos tecnológicos que servirán para la elección final de la infraestructura que va a ser instalada. Para ello será necesario un repaso de la tendencia del mercado, los aspectos determinantes del recurso eólico y el estado del arte de este tipo de tecnología.

Seguidamente, se va a abordar la fase de estudios previos, con la presentación de algunos equipos para la adquisición de datos aplicados al modelaje de la propuesta, para garantizar la viabilidad de todos los aspectos que comprende su conjunto, no únicamente el técnico. El modelaje del comportamiento de diferentes plataformas flotantes y el aerogenerador mostrará su respuesta teórica en operación.

Tras ello, se perfilará la fase de operación y mantenimiento del futuro parque, con el objetivo de minimizar los elevados gastos económicos que requiere. También se definirán los sistemas adicionales y la logística utilizada para facilitar este tipo de tareas.

## Capítulo 1. Introducción eólica offshore

---

En el primer capítulo del trabajo van a ser presentadas las claves sobre las que basar el estudio de viabilidad de un proyecto novedoso como es un parque eólico flotante instalado en el océano Pacífico. Se ha buscado todo lo enmarcado en el campo de la investigación y desarrollo de esta nueva

tecnología para poder dar una idea global sobre los asuntos que van a ser discutidos más adelante.

De la misma manera, se ha realizado un repaso de algunas estadísticas y previsiones del mercado eólico, centrándose en el sector offshore, con datos característicos de la tendencia que éste sigue.

En este primer capítulo se van a marcar algunas de las claves que debe seguir el desarrollo del proyecto, en cuanto a estudios y diseño.

## 1.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA

Las primeras referencias a la energía eólica datan de 4000/5000 años a.C. mediante embarcaciones a vela procedentes de Egipto. Muchos siglos a.C. existían molinos de viento en Persia o China, para el regadío y la molienda del grano, fabricados mediante un rotor vertical con palas de madera cuyo movimiento del eje estaba conectado a las muelas del molino.

Durante la Edad Media en Europa, la cultura Occidental desarrolló su propia tecnología, ya que aquí predominaron los molinos de eje horizontal, mientras que en Oriente lo hicieron los molinos tradicionales chinos y persas de eje vertical.

Avanzando en el tiempo nos encontramos con los famosos molinos de viento manchegos que se recogían en la famosa obra de Cervantes contra los que Don Quijote combatía, los cuales eran de eje horizontal y eran utilizados entre otras cosas para drenar agua o extraer semillas, además de la actividad de molienda del grano típica de estos molinos. La mayor concentración europea de la época se encontraba en tierras holandesas en la época con hasta 20.000 molinos en funcionamiento en el siglo XVIII, con potencias de 20 kW cada uno aproximadamente.

A principios del siglo XIX se produjo un punto de inflexión en el desarrollo de este tipo de tecnología, ya que con la invención de la máquina de vapor durante la Revolución Industrial, los molinos de viento quedaron obsoletos y



llegaba el momento de introducir este avance tecnológico en la producción de energía a partir de la fuerza del viento.

En 1802, Kelvin acopló un generador a un sistema que aprovechara el viento, por lo que esto es considerado el precedente del aerogenerador tal y como lo conocemos actualmente. Pero fue Charles F. Brush en 1888 quien llegó a dar con la turbina eólica con el fin de producir electricidad, lo que hizo que en 1890 Dinamarca decidiera investigar este tipo de energía lanzando un programa para ello. Un año más tarde, en 1891, gracias a la inversión del gobierno, el científico danés Paul la Cour puso en marcha la primera máquina capaz de producir la electrólisis entre el hidrógeno y el oxígeno presentes en el agua a través de la energía eólica.

En el siglo XX la tecnología de los tradicionales molinos de viento avanza, empezando a estudiar la teoría de la aerodinámica para conseguir un mayor aprovechamiento de la energía, comprendiendo las fuerzas que actúan sobre la máquina y los factores que afectan a su funcionamiento.

Sin embargo, la aplicación real de estas máquinas se vio frenada por el comienzo de la Primera Guerra Mundial, ya que influyó de manera importante para que el petróleo y el carbón se perfilaran como las principales fuentes de energía, debido a la gran capacidad de generación de energía a partir de los combustibles fósiles.

Tras este periodo bélico, el predominio de la electricidad en el sistema energético hizo que empezaran a proliferar las pequeñas plantas eólicas ubicadas en ámbitos rurales, y cabía esperar que en el futuro se desarrollaran grandes instalaciones eólicas para la producción de energía eléctrica.

En la segunda década del siglo XX se comienzan a aplicar los perfiles aerodinámicos utilizados para los perfiles de los aviones.

En 1927, Betz demostró que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación, por lo que se introdujo en el estudio de este aspecto para conseguir mayores velocidades de rotación y aumentar el rendimiento, pero sin ser posible superar el rendimiento del 59% al transformar energía eólica en energía mecánica.

A pesar de ello, el interés real por parte de los diferentes gobiernos ante esta tecnología no llegó hasta la década de los 70, cuando la crisis del petróleo existente hizo que se investigaran otras fuentes de energía alternativas.

A finales de esta década aparecieron los primeros aerogeneradores a nivel comercial, con potencias que alcanzaban los 55 kW.

En la década de los 80, la energía eólica creció de una manera exponencial, junto con los movimientos existentes en contra de la energía nuclear y la conciencia de que la alternativa eólica podía ser una solución viable, desmarcándose de las fuentes tradicionales.

## 1.2 ACTUALIDAD Y CIFRAS DEL SECTOR

Centrándonos en los últimos 15 años, la energía eólica ha experimentado una evolución constante en la historia reciente, permitiendo el autoabastecimiento de millones de hogares mediante una fuente de recursos limpia e inagotable. Con la llegada de grandes parques comerciales, puede observarse una evolución exponencial respecto a la potencia instalada en todo el mundo, lo que hace pensar que esta alternativa puede jugar un papel bastante importante en el mercado global, ya que son empresas de diferentes países las que colaboran en la construcción de parques.

En el año 1990 la energía eólica extendió su dominio de instalación al mar, cuando en Suecia fue puesto en funcionamiento el primer aerogenerador de 200 kW de potencia a 350 metros de la costa en el mar Báltico y sobre una estructura tipo trípode a en aguas de 6 metros de profundidad. A partir de este precedente fueron varios los países interesados en descubrir el potencial energético del nuevo sector offshore hasta que en 1991 Dinamarca fue el primer país en apostar por la construcción de un parque marino para demostrar su rentabilidad. El parque instalado en las costas de Vindeby, estaba formado por once aerogeneradores con una potencia total de 5 MW situado entre 1.5 y 3 kilómetros al norte de la isla de Lolland en el mar Báltico, demostrándose su mayor rentabilidad energética respecto a instalaciones terrestres y la confirmación de que este tipo de instalaciones son viables.

Con el aumento de la inversión en este tipo de tecnología, los aerogeneradores tienden a tener unas dimensiones cada vez mayores de diámetro de rotor y a proporcionar una mayor potencia nominal, tal y como se observa en la Ilustración 1. Este hecho se encuentra íntimamente ligado a la construcción de parques offshore cada vez más alejados de la costa.

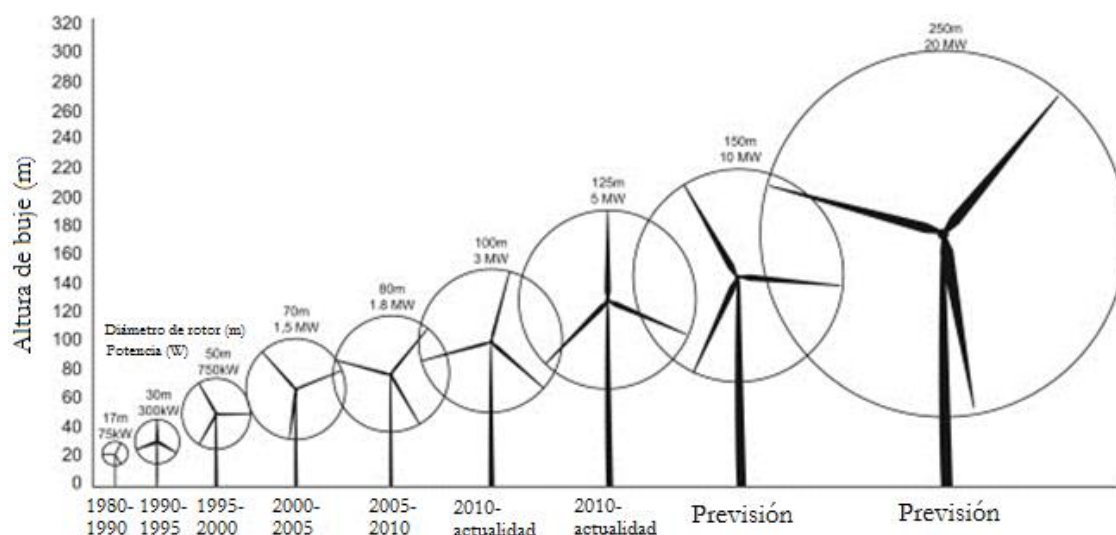


Ilustración 1. Evolución histórica de altura de buje del aerogenerador y diámetro de rotor. Modificado de IEA (2013).

Si se buscan las razones por las cuales el crecimiento del mercado mundial de energía eólica se ha llevado a cabo, podemos destacar la competitividad que está adquiriendo este tipo de energía dentro de su propio sector, ya que los beneficios económicos que la caracterizan gracias a su fiabilidad y que se encuentra lo suficientemente madura, respaldan este aspecto. La estandarización de costes y la bajada progresiva de precios también resultan ser una opción atractiva para inversores y compañías energéticas que buscan una inversión segura ante la incertidumbre y fluctuación de precios del mercado de combustibles fósiles.

Así mismo, la industria eólica es clave ante la lucha contra el cambio climático, la polución del aire y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Otro aspecto a tener en cuenta a la hora de analizar la situación actual es la distribución del parque eólico global, pues la capacidad total instalada de megavatios y el crecimiento en los últimos años son factores importantes que hacen que ciertos países destaquen con respecto a otros.

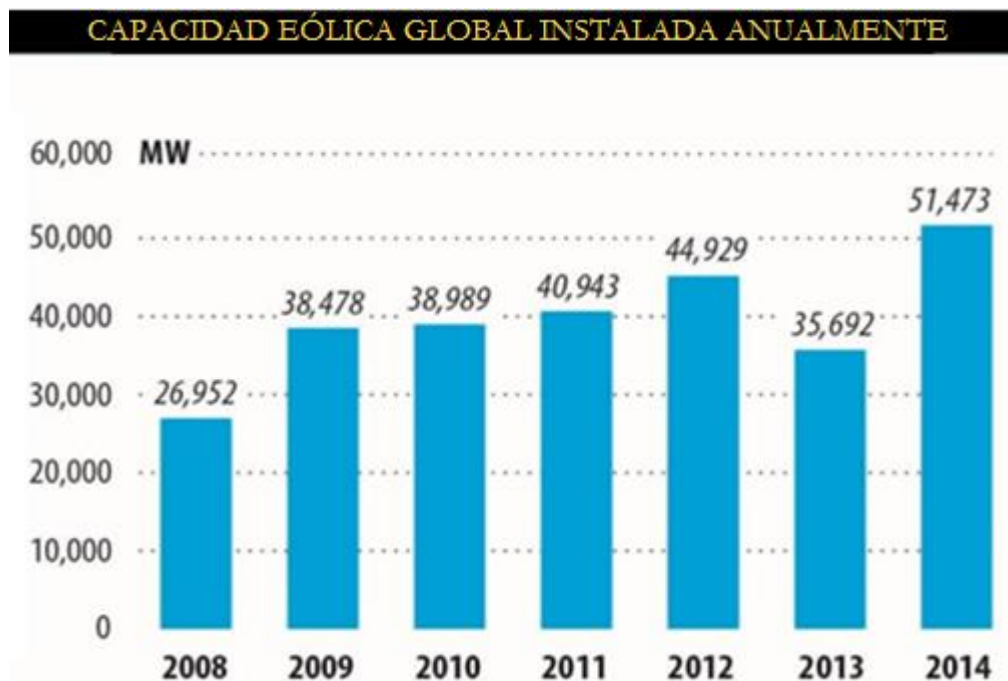


Ilustración 2. Capacidad de eólica global. Modificado de informe anual energía eólica 2014 GWEC [3].

Tras la destacada caída del mercado en el año 2013, debido entre otros factores a la crisis global que comenzó a castigar la economía global, en el año 2014 la capacidad global instalada alcanzó los 369,597 MW, con un crecimiento sólido en los últimos 5 años en torno a 212000 MW. En el año 2014 se ha producido aumento del 44% del mercado eólico logrando un record de potencia nueva instalada con 51473 MW nuevos, siendo los pronósticos para los años venideros más prometedores.

En cuanto a zonas, fuera de Europa y Estados Unidos, el crecimiento no ha sido muy notorio, permaneciendo China con 23,196 MW nuevos instalados como principal promotor de proyectos en los últimos años. Europa alcanzó en 2014 un 18% de la potencia instalada anual, concentrándose principalmente en Alemania (10,2%) y Reino Unido (3,4%), mientras que pese a que España con tan sólo 28 MW nuevos sigue siendo el cuarto país del mundo en potencia instalada copando el 6.2% del mercado mundial.

Las previsiones para los próximos años hacen que salgan a la luz varios países emergentes que pisan con fuerza en el panorama mundial eólico. Japón ha dado un giro en su política energética tras el desastre nuclear de Fukushima y apoyado por grandes empresas tecnológicas del país, el gobierno de Shinzo Abe ha dado un paso adelante respecto a la inversión en energías renovables,

entre las que destaca la energía eólica offshore. Por su parte, China ha hecho oficial recientemente el objetivo de alcanzar los 200 GW para 2020, India ha llegado a situarse en 4.7 GW en 2013 y otros países como México, Sudáfrica, Egipto, Kenia o Marruecos pueden ser un mercado potencial de aquí en adelante.

Por su parte, el mercado eólico offshore tan sólo representó el 2% del crecimiento en 2014, con 1713 MW nuevos, llegándose a 8759 MW instalados en todo el mundo. La hegemonía de este mercado la tiene Europa, que alberga más del 91% de los parques offshore. Parece claro que el potencial del mercado eólico offshore es enorme, siendo siete veces mayor en Europa que el potencial del mercado terrestre. En el año 2014 el 12.8% de los nuevos parques eólicos fueron offshore, y pese a que en el año 2013 representaron el 14% del mercado eólico, no significa que haya disminuido el crecimiento relativo offshore, que fue un 5% mayor que el año anterior.

Actualmente se encuentran en construcción 12 proyectos en Europa que elevarán la capacidad hasta los 10.9 GW sólo en este continente. El Reino Unido es el líder muy destacado en potencia offshore, con el 55% de las instalaciones. Por su parte, Alemania se encuentra en proceso de instalación y conexión a red de 2000 MW offshore que incrementará su potencia hasta los 3 GW offshore. Dentro de este proceso de instalación se encuentra el proyecto “Global Tech 1”, que es el primero en superar los 400 MW de potencia instalada en alta mar. Se espera que para el año 2020 Europa tenga instalados 23.5 GW de potencia.

Fuera de Europa, destacan países como China que en 2014 fue el tercer país con mayor número de nuevas instalaciones offshore con 229.3 MW, gracias a nuevas medidas legislativas que incentivan mediante rebajas económicas en aranceles para la llegada de inversores dispuestos a apostar por la tecnología offshore. El país tiene siete proyectos bajo construcción de 1560 MW en total, con otros 3.5 GW por construir.



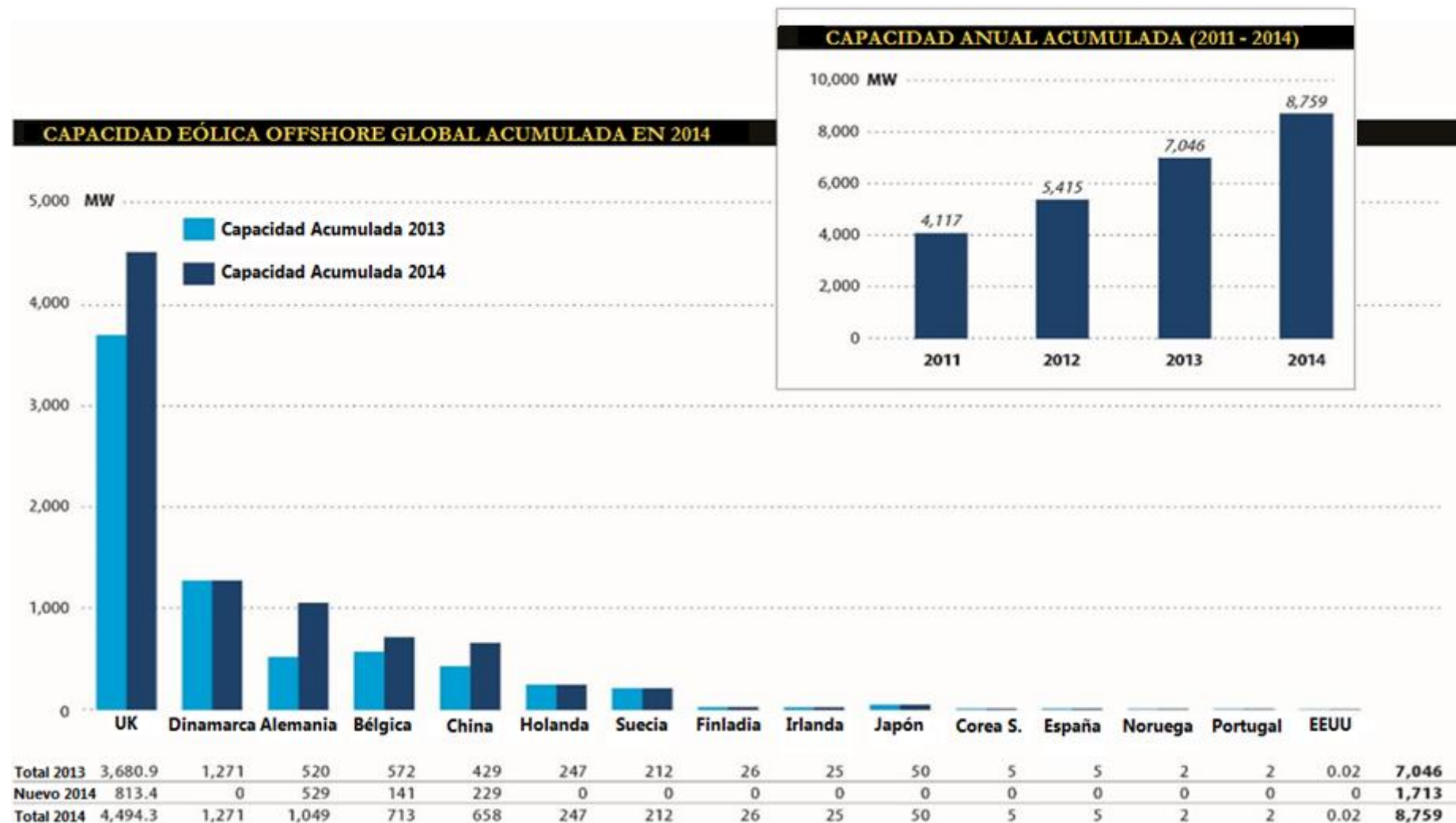


Ilustración 3. Capacidad de generación actual por países. Modificado de informe anual energía eólica 2014 GWEC [2].

Por su parte, Estados Unidos pese a únicamente tener instalada un prototipo de plataforma flotante en desarrollo, se encuentra en proceso de instalación de cinco aerogeneradores de 6 MW del primer proyecto comercial offshore, llamado “The Block Island”. Pero es mucho más ambicioso para el 2030, año en el que se estima que tendrá una capacidad instalada de hasta 54 GW.

Taiwan también se encuentra en proceso de instalación del proyecto “Formosa offshore”, con dos aerogeneradores este mismo año y otros 34 en el año 2018 que harán llegar la potencia offshore del país a los 600 MW en 2020, nuevamente ayudado por medidas económicas gubernamentales.

Corea del Sur también se ha embarcado en proyectos con una veintena de constructores de aerogeneradores locales, y ya tiene instalada una turbina de 5.5 MW desde 2013 cercana a la isla de Jeju. El país planea tener instalada una potencia de 900 MW el próximo año y 1.5 GW en el año 2019.

Por último, como ha sido mencionado anteriormente, Japón tras el desastre nuclear de Fukushima ha sido el país que mayor interés e inversión en nueva tecnología offshore, con hasta seis nuevos proyectos de 254 MW en total en fase de desarrollo y seis en fase de instalación u operación, ha demostrado hasta la fecha. Dentro del proyecto “Fukushima FORWARD” se cuenta con una primera fase ya instalada y en funcionamiento desde el año 2013, que la conforma una subestación eléctrica flotante y un aerogenerador de 2 MW instalado sobre una plataforma compacta semisumergible, y una segunda fase que comprende la instalación de dos aerogeneradores de 7 MW sobre dos plataformas flotantes diferentes, una SPAR de nuevo diseño y una semisumergible en forma de V (Ilust. 30).

En cuanto a subestructuras de aerogeneradores instalados offshore, en total existen 2920 subestructuras instaladas en Europa actualmente.

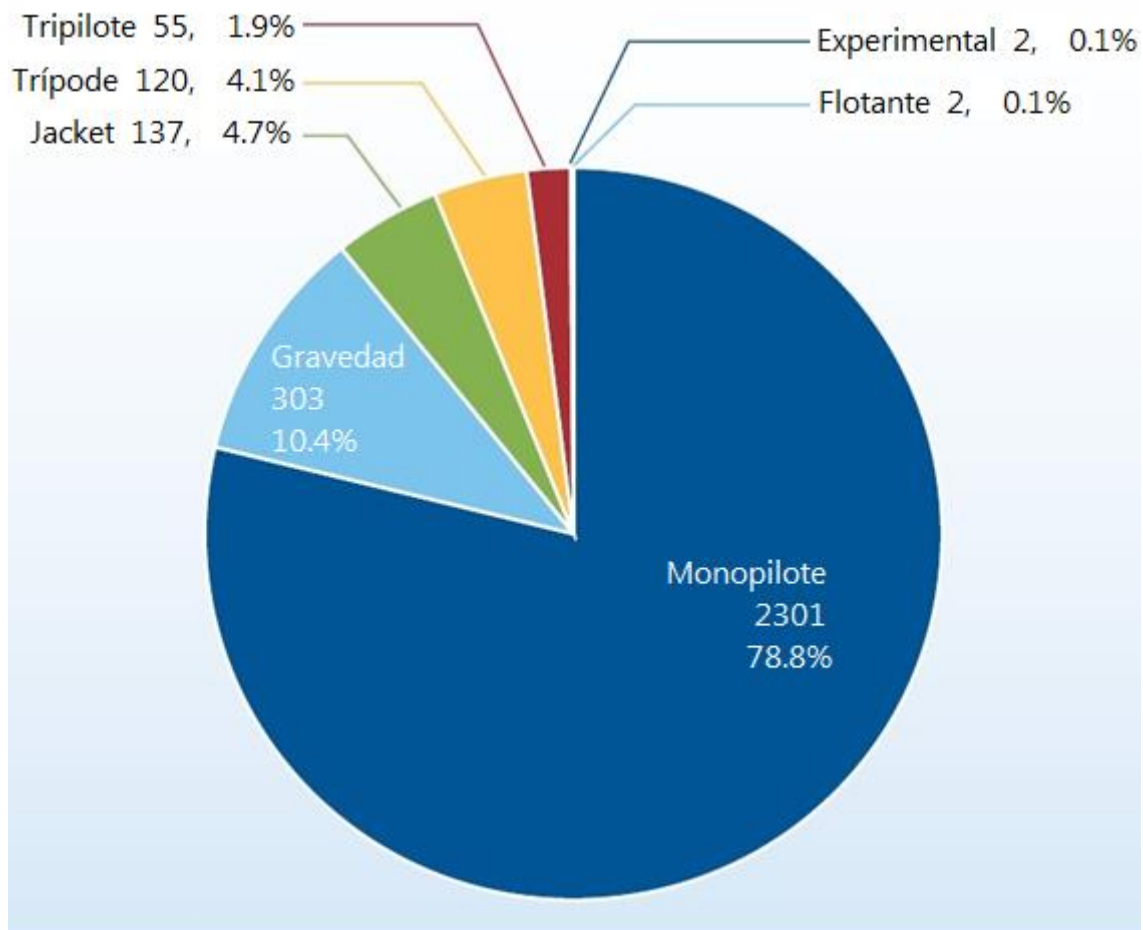


Ilustración 4. Porcentaje por tipo de subestructura para aerogeneradores conectados a la red a finales de 2014.  
Adaptado de EWEA [1].

La tecnología de cimientos más extendida en el año 2014 para nuevas instalaciones offshore fue el monopilote, con 406 aerogeneradores montados sobre este tipo de subestructuras, representando el 91% del 2014. Tan sólo 36 fueron estructuras jacket y 4 tipo trípode. El dominio de la tecnología monopilote es debido a sus buenas prestaciones técnicas y simplicidad de instalación en aguas que no excedan los 25 metros de profundidad. Por otro lado, destaca que ningún proyecto de instalaciones por gravedad fue construido por falta de nuevos emplazamientos adecuados, al igual que de plataforma flotante, ya que los dos proyectos europeos a escala real ya instalados se encuentran aún en su fase de demostración,



Un último aspecto a tener en cuenta es el hecho de que a medida que la tecnología offshore se encuentra en fases que la van asentando como una opción más madura, se buscan emplazamientos cada vez más alejados de la costa y de mayores profundidades. Actualmente, la media de distancia de los parques construidos es de 32.9 kilómetros y una profundidad media de 22.4 metros. Puede afirmarse que con los datos de parques que se encuentran en construcción, los aprobados para llevarse a cabo y los planeados, la tendencia indica claramente cada vez mayores profundidades y distancias a costa.

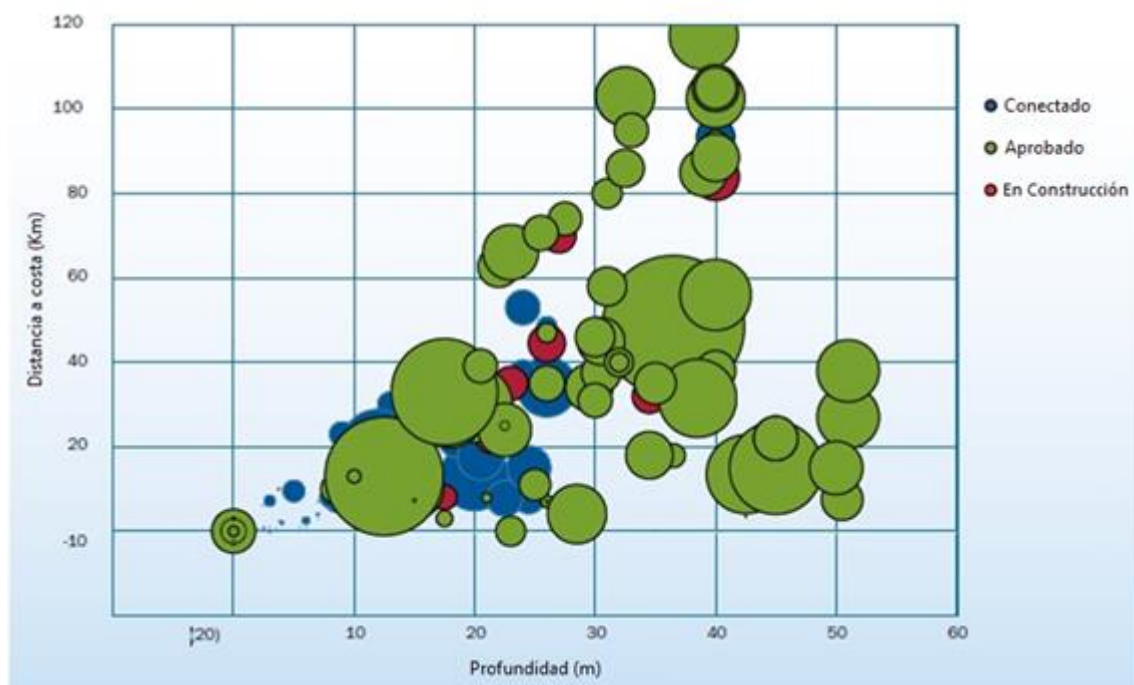


Ilustración 5. Distancias a costa y profundidades de parques construidos, bajo construcción y aprobados.  
Adaptado de EWEA [1].

### 1.3 MERCADO EÓLICO. PERSPECTIVAS DE FUTURO

Tras el mayor desplome de la historia ocurrido en el mercado eólico en el año 2013, actualmente en el año 2015 se ha establecido la mayor potencia instalada y la mayor crecida en porcentaje del mercado hasta la fecha.

Como se ha comentado en el punto anterior, el futuro augura un crecimiento sostenido, y entre las causas que permiten creer en este hecho se encuentran las siguientes:

- El crecimiento de la aceptación social de las energías renovables y la perspectiva de que son la generación de energía del futuro.
- Cada vez son más las medidas gubernamentales para la incentivación y facilitación de proyectos de parques eólicos en países emergentes.
- La creciente competitividad entre empresas tecnológicas dedicadas a la energía eólica y la reconversión del sector energético.
- La necesidad de fuentes de energía novedosas, limpias y sostenibles, para evitar la concentración de contaminantes en los grandes núcleos urbanos.
- La estandarización de la producción de aerogeneradores y otros componentes del parque, con la ligada reducción de costes y confianza de los inversores.

El crecimiento relativo esperado no será tan grande como el registrado entre los años 2013 y 2014 del 44%, pero se mantendrá un crecimiento estable y globalizado del mercado eólico entre el 3.9% y el 6.8% durante los años venideros hasta el 2020 (Ilust. 6), año en el que la mayoría de los países involucrados en el desarrollo del mercado eólico se fijaron unos ambiciosos objetivos de potencia instalada.

En el caso de la Unión Europea, el llamado horizonte 2020 es alcanzar los 230 GW, de los cuáles 190 serían en tierra y otros 40 GW offshore, lo que supondría poder abastecer entre el 17% y el 19% de las necesidades energéticas europeas por medio de la energía eólica.

Los objetivos del horizonte 2020 se presentaron en Bruselas mediante el Consejo Mundial de la Energía Eólica, donde además de la UE se encuentran representados Australia, Canadá, China, Japón, India y EEUU.

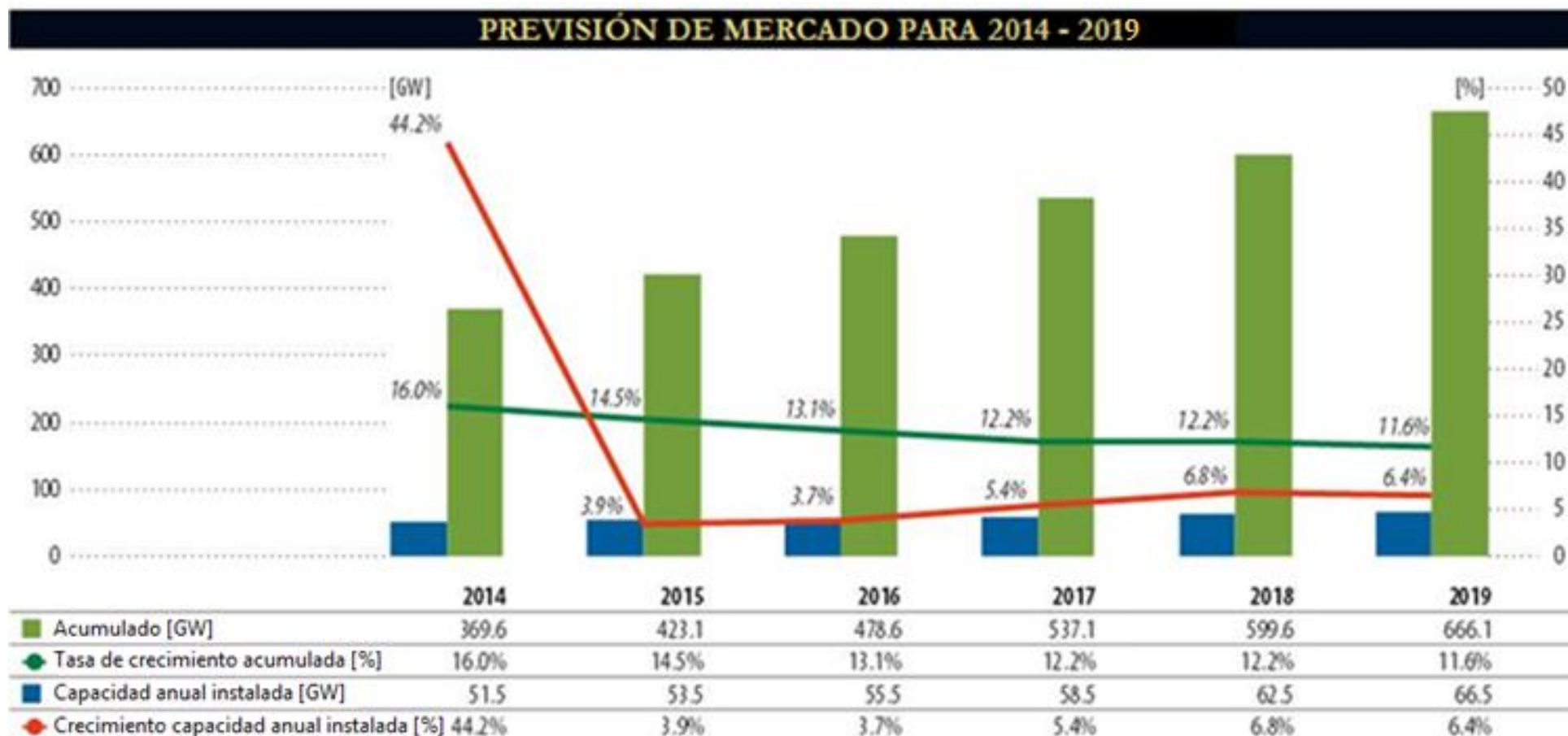


Ilustración 6. Estimación del mercado eólico global para los próximos cinco años. Modificado de GWEC [2].

Por detrás de la UE se encuentra China con un objetivo de crecimiento estable y prometedor hasta los 200 GW, mientras que India espera superar los 50 GW, lo que supondría doblar la potencia que tiene instalada actualmente.

En el caso de Norteamérica, existen ambiciosos proyectos para los años 2015 y 2016, tanto en EEUU como en Canadá, pero pasado ese tiempo no se ha fijado aún una política concreta de crecimiento. México también espera crecer a razón de 2 GW de potencia en los próximos años pero los proyectos deberán luchar con otros planes de mercado de energía interno. Se espera que en la región se alcancen los 44 GW en los próximos 5 años.

En Australia, las políticas no favorecen a las energías renovables, por lo que no se tiene pronóstico de un crecimiento destacable en un futuro cercano.

En base a los objetivos marcados y los datos registrados hasta ahora, el crecimiento del sector no se reparte por igual en todo el mundo. China seguirá siendo el país que crezca incluso por encima de las expectativas como se ha conocido recientemente el pasado mes de febrero de 2015, creciendo 23 GW cuando se creía que su potencia iba a crecer 18 GW durante el año 2014, por lo que se espera que sobrepase su objetivo con 100 GW de instalaciones nuevas para el año 2020. Al margen de los países que conforman el Consejo Mundial de la Energía Eólica, de los cuales se espera un crecimiento sostenido, los países con economías emergentes se perfilan como futuros mercados a tener en cuenta. En Europa, Polonia y especialmente Turquía se espera que aporten buenos datos de crecimiento que ayuden a conseguir acercarse al objetivo de la región para 2020, aunque parece tarea complicada según predicción la predicción de 204 GW instalados a finales de 2019.

En regiones como Latinoamérica se espera un crecimiento de 25 GW en los próximos cinco años, liderado ampliamente por Brasil, país en el que se esperan instalar 12GW según los proyectos ya firmados por el gobierno, de forma que se convertirá en la segunda fuente de energía del país a finales de 2017.

Por último, la región emergente de la que se espera un crecimiento significativo y pase de los 2.5 GW a los 16 GW en cinco años es el conjunto de África, gracias a las consolidadas interconexiones eléctricas en el Este del país, con Oriente medio, gracias al gran apoyo gubernamental en los últimos tiempos.

**PREVISIÓN DE MERCADO ACUMULADO POR REGIONES 2014 - 2019**

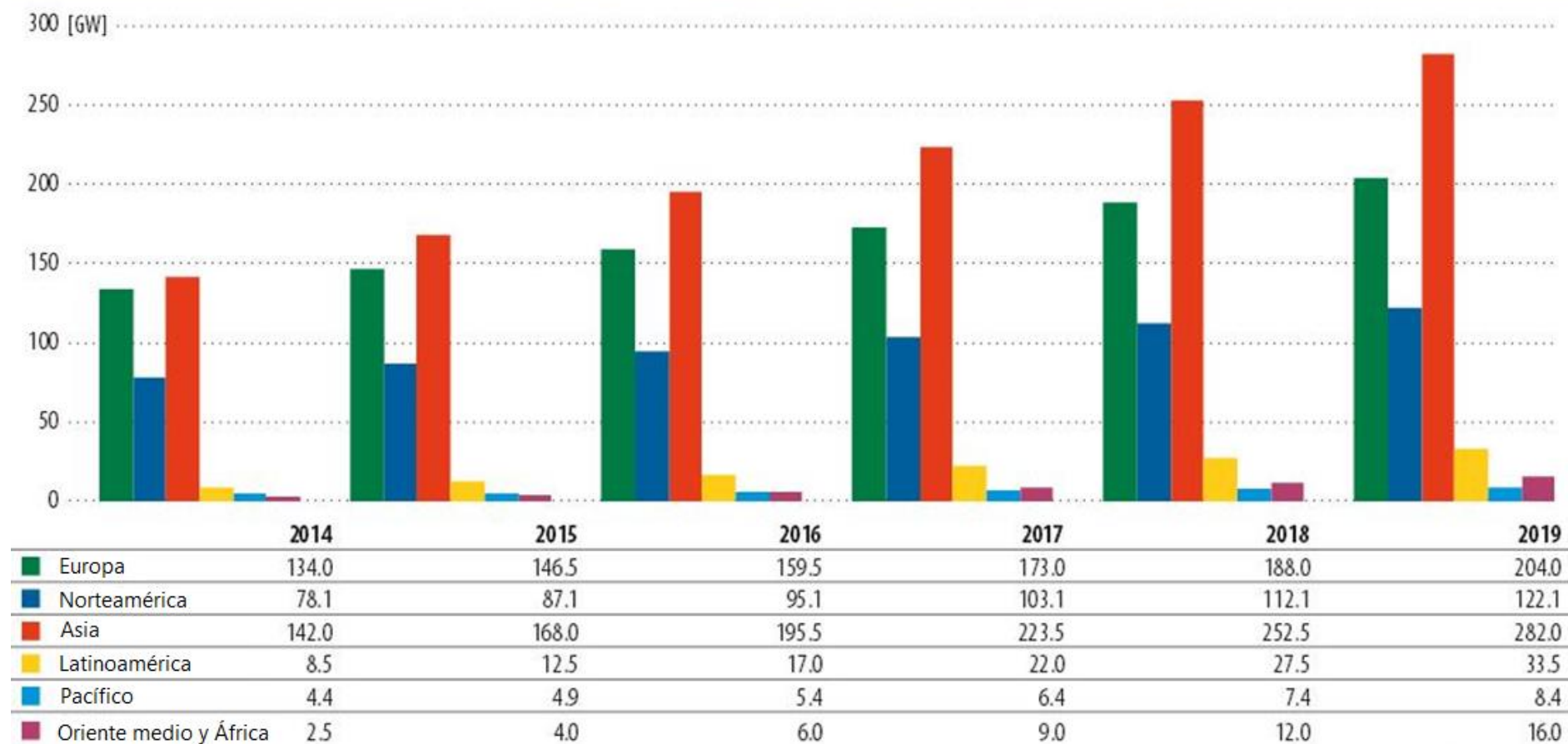


Ilustración 7. Previsión de crecimiento por regiones para los próximos cinco años. Modificado de GWEC [2].



Los actores principales del crecimiento de esta región serán Sudáfrica y Egipto. En Sudáfrica pese a la inestabilidad política, la situación energética actual con fuentes de energía autóctonas y tradicionales es grave, por lo que se está apostando por la energía eólica como alternativa más económica del país, esperando una instalación de 4 GW nuevos en el país.

En el campo de la producción offshore, se espera de igual manera un crecimiento sostenido hasta los 29 GW en el año 2020. De este sector se espera que adquiera un ritmo de crecimiento más elevado en los próximos años del que goza actualmente, con una base de inversión económica más consolidada gracias a la cada vez mejor percepción de disminución de riesgos por parte de los inversores, así como la llegada al mercado de aerogeneradores tecnológicamente fiables de potencias unitarias mayores a 5 MW en los próximos años. Más del 80% del mercado se encontrará en Europa, cuya industria offshore, con un gran número de proveedores y empresas encargadas de los proyectos, posee la mayor experiencia.

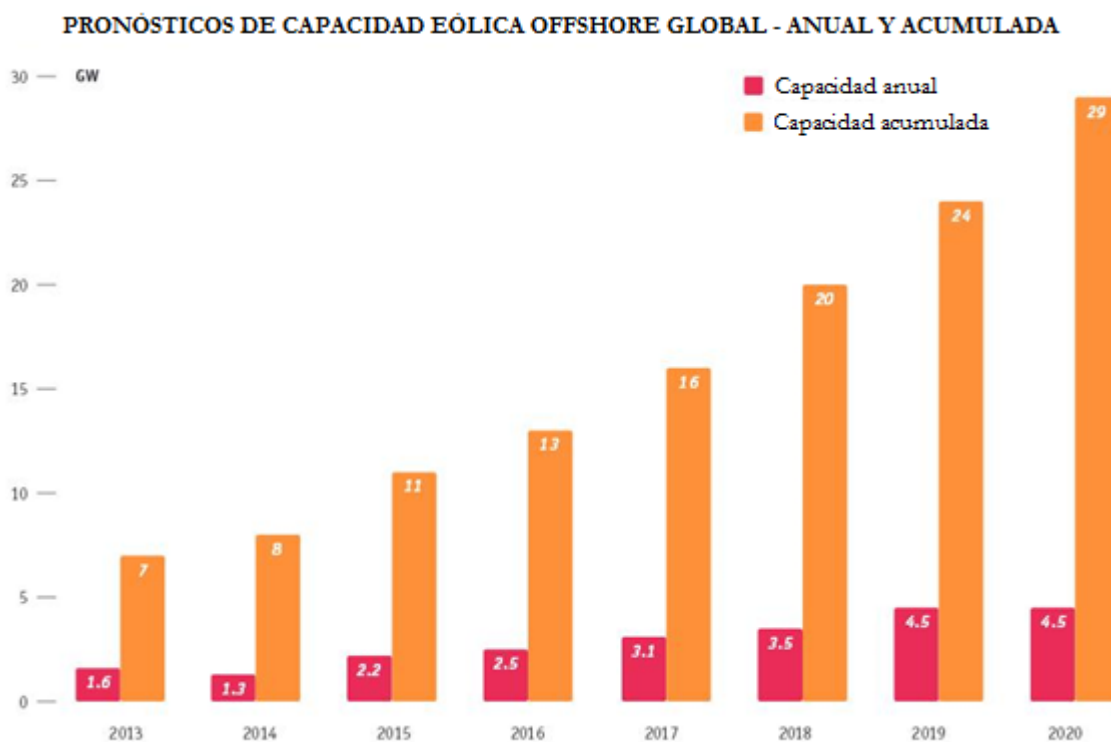


Ilustración 8. Previsión para el objetivo 2020. Modificado de IEA [4].

Lejos de hablar de objetivos que puedan ajustarse más o menos a la realidad futura, el mercado offshore debe centrarse en los aspectos y retos que garanticen una tecnología rentable y fiable para no rebajar las expectativas.

El futuro del mercado offshore aún es incierto, por lo que se debe centrar el estudio en establecer las bases para su desarrollo.

La viabilidad económica de futuros proyectos offshore pasa por varios puntos fundamentales, entre los que destaca la creciente globalización del mercado, la reducción de costes y las políticas gubernamentales:

- Mayor diversidad de origen de inversiones, mezclando capitales independientes, extranjeros e institucionales. De esta manera se alterna capital externo e interno de cada país incluso en diferentes fases del proyecto [6].
- Estrategias gubernamentales marcadas y medidas estables que fijen los niveles tecnológicos y de innovación para el sector offshore, de forma que hagan confiar en la inversión al capital privado.
- Los proyectos offshore tienen carácter de ser a largo plazo, por lo que parece necesario establecer unos objetivos firmes más allá del horizonte 2020 para el sector.
- Visibilidad y transparencia en los cambios de objetivos reales de potencia instalada por parte de los gobiernos, lo que ayudaría a la disminución del riesgo de inversión a largo plazo.
- Creación de instituciones con responsabilidades y autoridad que promuevan los proyectos offshore.
- Establecer objetivos claros en medidas clave como la seguridad en el transporte de energía, el impulso de las renovables o la reducción de las emisiones de carbono del país. La creación de empleo que produciría el sector también debe ser estimada cuantitativamente.
- Mayor dimensionamiento de los aerogeneradores desde para pasar de una potencia media unitaria de 4 MW a los 8 MW.
- Aumento de la competitividad en todos los aspectos presentes en la cadena de suministro.
- Industrialización del sector mediante la construcción de fábricas específicas, barcos de mantenimiento y automatización de procesos manufactureros.
- Estandarización de una cadena de suministro específica del sector y pautas de emplazamiento de los parques, incluida la interconexión

eléctrica, haciendo las instalaciones offshore mejores, más seguras y más baratas.

- Acondicionamiento de puertos a los requerimientos que exigen la construcción de infraestructuras offshore, no tanto para las operaciones de mantenimiento con cambios menos exigentes. Una gestión gubernamental y no privada de los puertos facilitaría este punto.
- Evitar conflictos sociales eligiendo un buen sitio para el establecimiento de los aerogeneradores y reducir riesgos medioambientales antes de llevar a cabo el proyecto.
- Ciclo de vida de los parques por encima de los 20 años.

Tras enunciar todas estas premisas, puede decirse que es el sector público el que debe apostar primero por ayudar a la financiación de este tipo de tecnologías para acelerar los avances en este campo y, acabar con las barreras para la estandarización de infraestructuras y cadena de suministro mediante la elaboración de un marco legal bien definido. Pero no es únicamente el sector público el que debe apostar por la tecnología offshore, también el sector privado debe dirigir la industria hacia la globalización del sector en su conjunto.

Finalmente, la reducción de costes es clave para el ascenso del sector y parece que desde que se lleva haciendo una cofinanciación de proyectos entre los gobiernos y el sector privado, se está consiguiendo una rentabilización del parque a menor plazo. Esto sucede en los casos que se ha marcado una cadena de proveedores con experiencia en este tipo de infraestructuras, y un conocimiento más claro de los posibles costes y riesgos a tener en cuenta, llegando a definirse un coste medio y estandarizado para los proyectos de dimensiones y distancias a tierra semejantes.

## 1.4 TECNOLOGÍA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

Para comenzar a explicar la metodología a seguir en la generación de energía eólica tiene que detallarse en primer lugar el recurso existente en la naturaleza que hace que esto sea posible, el viento.



Dentro de sus parámetros dinámicos se puede estudiar su dirección, su velocidad, su altura y su turbulencia.

Aproximadamente el 2% de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos, de la cual el 35% se disipa en la capa atmosférica situada a un kilómetro por encima del suelo. Sólo un tercio de la energía restante puede ser aprovechada.

El viento aparece como masas de aire en movimiento, que son consecuencia del gradiente de temperaturas entre la superficie terrestre y capas más altas de la atmósfera más frías provocado por la llegada de radiación solar hasta nuestro planeta, junto con factores como la inclinación del eje terrestre y la distribución de océanos y continentes. Las masas de aire tienden a equilibrarse, ya que la diferencia de densidad que presentan a causa de la temperatura hace que el aire más ligero ascienda y el más denso descienda. El aire caliente es el que menos densidad tiene y, por lo tanto, tiende a subir y ocupar el espacio del aire frío, que tenderá a descender, generándose así corrientes de viento.

La dinámica del viento también se encuentra condicionada por el movimiento denominado circulación general de la atmósfera. Este fenómeno se debe al calentamiento irregular de la superficie terrestre a causa de una mayor incidencia de la radiación solar a bajas latitudes, por lo que al haber zonas más calientes que otras se produce este movimiento de masas que tratan de equilibrar la temperatura global, produciéndose un ascenso de masas de aire desde el ecuador hacia los polos, siendo el espacio que antes ocupaba ese aire que se calienta a ser ocupado por aire más frío y así sucesivamente.

También juegan un papel destacable en esta dinámica las irregularidades de la superficie y la rotación propia de la Tierra, lo que hacen que se generen varios tipos de vientos sobre la superficie terrestre, como franjas de poco viento, vientos alisios, calmas de Ross, vientos del este y oeste.

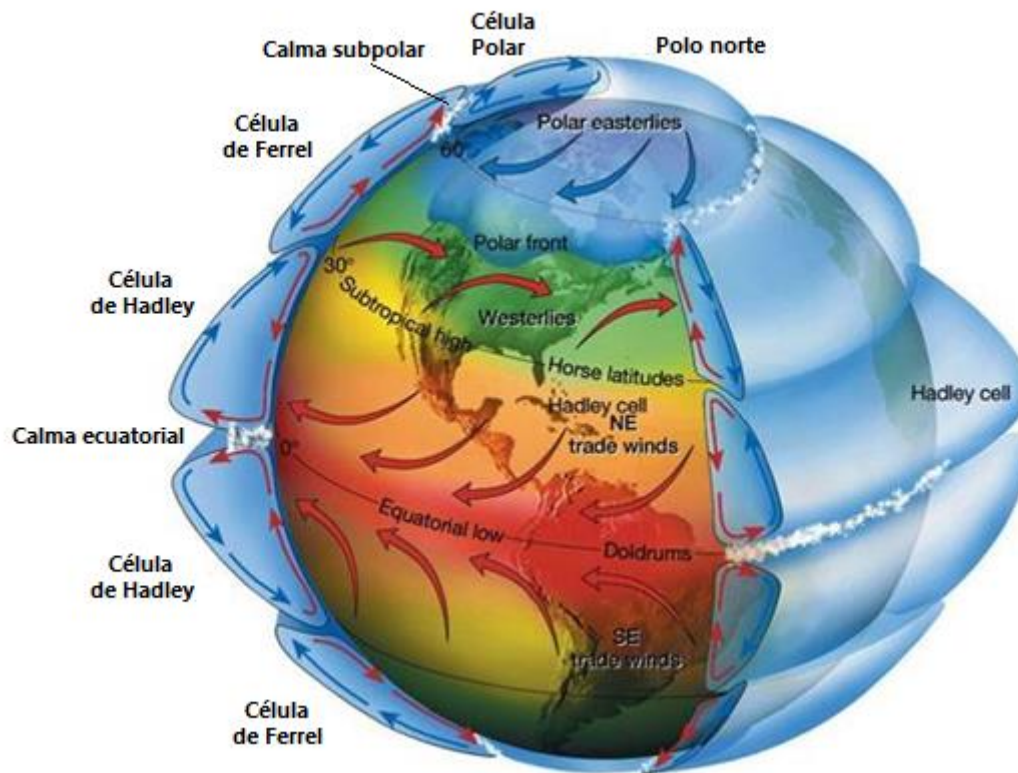


Ilustración 9. Circulación general de la atmósfera Modificado de BIOLULIA.

Estas masas de aire se van encontrando en su camino con zonas atmosféricas a diferentes presiones, que hacen que se calienten y se enfríen de manera adiabática, sin intercambiar calor con el entorno.

El aire al ascender, viaja de una zona de mayor presión a otra de menor presión, por lo que se produce una expansión del mismo, y esto hace que se enfríe. Al considerar un espacio bastante alejado de la superficie terrestre, podemos decir que las fuentes de calor no están en contacto con este aire y que es un proceso adiabático.

En una situación de no saturación, diremos que el proceso es adiabático seco y el valor de gradiente vertical lo podemos aproximar a  $-1^{\circ}\text{C}$  por cada 100 metros de ascensión en las capas más bajas de la troposfera. Cuando nos encontramos en un estado de saturación como en zonas marítimas, este valor es más pequeño, ya que la humedad del aire hace que se libere calor por la condensación del vapor de agua, situando el gradiente adiabático húmedo en  $-0.5^{\circ}\text{C}$  por cada 100 metros. Este aspecto afecta al cambio de densidad de cualquier masa de aire, repercutiendo directamente en su energía, como se verá más adelante en la Ec. 4.

Otros aspectos importantes en las características del viento son la velocidad y la dirección, las cuales pueden variar significativamente de una zona a otra, consiguiendo un mayor aprovechamiento de recurso eólico si se define la mejor zona para cada aerogenerador y su orientación en el parque.

Para la medición de la velocidad y dirección del viento suelen utilizarse:

- El anemómetro de cazoletas consiste en tres o cuatro cazoletas alrededor de un eje vertical, por lo que la velocidad a la que rota el anemómetro es proporcional a la velocidad del viento existente.
- El anemómetro de hélice se compone de una hélice sobre un eje horizontal, por lo que la dirección del viento hace que en ocasiones las medidas tomadas mediante este método no sean del todo adecuadas.
- El anemómetro ultrasónico mide la componente horizontal de la velocidad, la dirección del viento y la temperatura virtual acústica. No están acreditados por MEASNET (Measuring Network of Wind Energy Institutes).

Los instrumentos de medida utilizados en la fase de estudio y la adquisición de datos, serán vistos con más profundidad en el punto 2.3.1.

El relieve y la rugosidad del terreno son agentes que influyen en la dirección y velocidad del viento. La presencia de montañas en el camino seguido por el viento hará que el perfil de velocidades del viento se vea alterado. Otros tipos de relieve que afectan a la velocidad del viento son las depresiones y las vaguadas, al producirse un efecto de encauzamiento del viento por la orografía del terreno que provoca una aceleración de la corriente ventosa.

El desarrollo del perfil de velocidad de las masas de aire en función de diferentes ejemplos de relieves puede observarse en la Ilustración 10. Tras el paso por rugosidades del terreno pronunciadas, se observa como se genera una turbulencia en el perfil de velocidad.

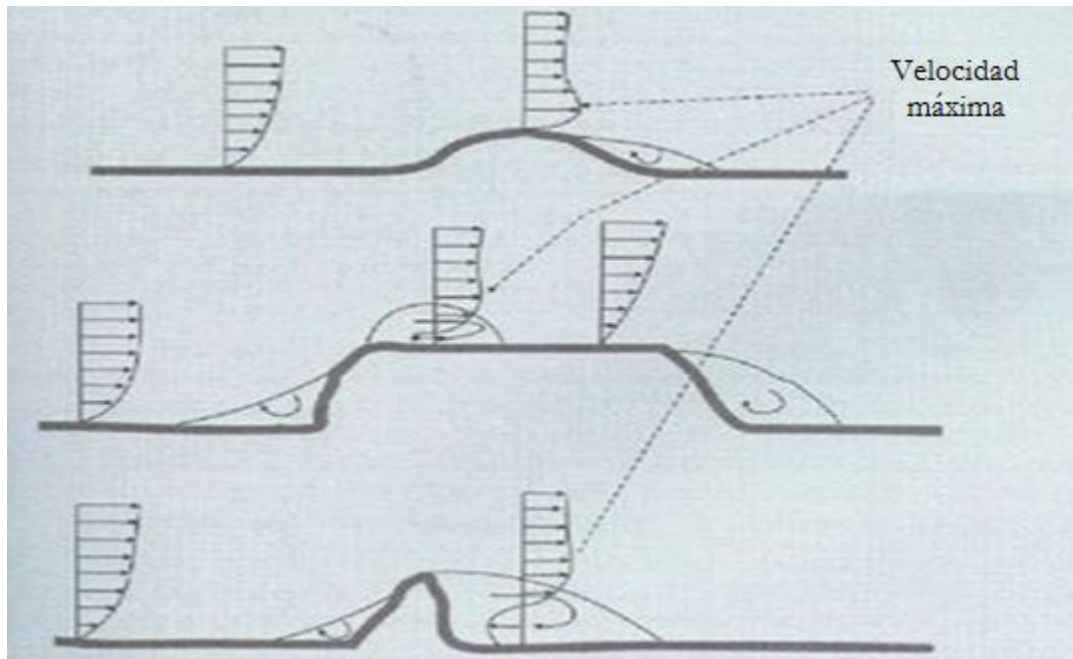


Ilustración 10. Influencia del relieve del terreno sobre el perfil de velocidades del viento [7].

La turbulencia del viento se define como la variación de la velocidad del viento tanto en el tiempo como en el espacio. Agentes como el relieve o los vientos globales son la causa de variaciones de turbulencia y es necesario analizarla, ya que estas turbulencias generan momentos y fuerzas que pueden provocar daños estructurales en el aerogenerador.

Por lo tanto, son varios los factores que afectan al estado del viento, siendo necesario un estudio meteorológico y climático de las zonas de instalación de parques eólicos para el mayor aprovechamiento posible de la energía eólica. El estudio debe realizarse tanto a nivel de vientos globales como locales.

#### 1.4.1 POTENCIAS GENERADAS OFFSHORE

Se estima que en Europa el potencial eólico offshore es siete veces mayor al que pueda encontrarse en la superficie continental como afirman las cifras del punto 1.3, lo que corresponde a unos 2500 TWh/año.

Estos datos tan optimistas presentados tienen su base en la evaluación de la energía que el viento posee en mar abierto en comparación a tierra mediante diversos factores presentados anteriormente. Las horas medias de operación

anual offshore son mayores gracias a la estabilidad de velocidades favorecida por el relieve marino.

Esta hecho se da gracias a que el desarrollo del perfil de velocidad de los vientos que soplan en la superficie dependen de parámetros como el relieve, la rugosidad o la altura a la que se evalúe. Para estimar la variación de la velocidad del viento con la altura, se utiliza una ecuación de tipo estadístico conocida como Ley exponencial de Hellmann, que se expresa como [83]:

$$V = V_0 \cdot (Z/Z_0)^\alpha \quad [\text{Ec. 1}]$$

- Dónde: V: es la velocidad del viento en el sitio a la altura Z.
- $V_0$ : es la velocidad en el sitio a la altura  $Z_0$ .
- Z: es la altura a extrapolar.
- $Z_0$ : es la altura de medición
- $\alpha$ : es el coeficiente de la función exponencial, una buena aproximación para  $\alpha$  está dada por la siguiente ecuación:

$$\alpha = 1 / \ln(15.25 \cdot Z_1) \quad [\text{Ec. 2}]$$

- $Z_1$ : es el parámetro de rugosidad, expresado en metros en la Tabla 1.

#### Fuente

Siendo el parámetro de rugosidad mucho menor en superficies lisas y favoreciendo el desarrollo completo del perfil de velocidad del viento a menores alturas.

$z_1(\text{m})$	DESCRIPCIÓN
0,0009	Superficie de agua
0,005	Suelo desnudo o con muy escasa vegetación baja (0.30 m)
0,05	Suelo cubierto con vegetación de 2 m de altura con suelo desnudo
0,4	Edificación baja
0,8	Vegetación arbórea con alturas mayores a 4 m
1,0	Edificación alta

Tabla 1. Parámetro de rugosidad de diferentes superficies. Mapas de velocidad media del viento en el centro-este de la provincia de Neuquen [8].

Por tanto, la superficie del mar, pese a tener periodos de gran oleaje que afecten a la rugosidad de su superficie, favorece velocidades de viento mayores a menores alturas que en tierra, lo que deriva en un perfil de velocidad de viento desarrollado por completo en la parte baja del rotor del aerogenerador, suministrando una fuerza casi constante a todas las palas del aerogenerador en cada momento. De la misma manera, un menor parámetro de rugosidad dificulta la aparición de turbulencia de la masa de aire que circule a través del parque, de tal manera que las fuerzas de fatiga sufridas por el aerogenerador no sean demasiado elevadas y exigentes durante periodos de mar lisa.

Otro factor que hace más rentable la generación offshore es la posibilidad de instalar aerogeneradores con mayor diámetro de rotor, lo que repercute directamente en la capacidad de generación de potencia eólica.

Para el cálculo de la potencia eólica se parte de la expresión de energía cinética de una masa de aire  $m$ :

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad [\text{Ec. 3}]$$

Y siendo la densidad  $\rho = m/V$ , la energía por unidad de volumen será:

$$e = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \quad [\text{Ec. 4}]$$

Por otra parte, el flujo de aire a través de una superficie  $A$  puede expresarse como:  $\Phi = A \cdot v$

Por lo que finalmente se obtiene el flujo de energía por unidad de tiempo o potencia eólica a través de una superficie como:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [\text{Ec. 5}]$$

Siendo  $P$  la potencia en vatios (W) o energía cinética por unidad de tiempo,  $\rho$  la densidad del aire en  $\text{Kg/m}^3$ ,  $A$  la superficie que cruza la masa de aire en  $\text{m}^2$  y  $v$  la velocidad del viento en  $\text{m/s}$ . La densidad en condiciones normales (a nivel del mar, a una presión atmosférica de 1013 milibares y una temperatura de  $15^\circ\text{C}$ ) es de  $1.225 \text{ Kg/m}^3$ .



Por tanto, puede demostrarse que aerogeneradores con rotores de mayor diámetro se consigue una mayor potencia eólica a tenor de la Ec. 5. Este hecho puede observarse gráficamente de forma sencilla con diferentes ejemplos de dimensiones del rotor en la siguiente gráfica generada en Matlab para una superficie  $A = \pi \cdot D^2/4$ , siendo D el diámetro del rotor.

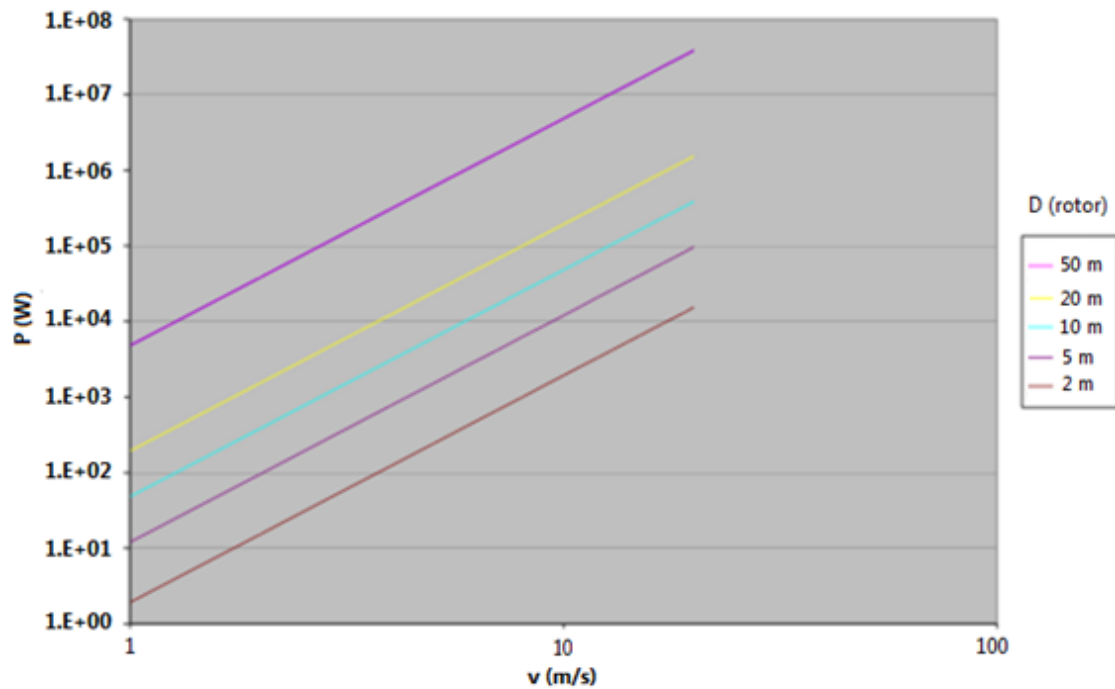


Ilustración 11. Potencia generada por una masa de aire en función de su velocidad y diámetro de rotor del aerogenerador. Elaboración propia.

Sin embargo, la potencia eólica generada teórica no es la cantidad de potencia mecánica extraíble de una masa de aire.

Tal y como se ha avanzado en el punto 1.1 del presente trabajo, a partir de la ecuación de cantidad de movimiento de un fluido aplicada aguas arriba y aguas abajo del aerogenerador, Betz demostró que el coeficiente que indicaba la eficiencia máxima de transformación de energía eólica a energía mecánica ( $C_p$ ) era del 59.25%, definiéndose  $C_p$  como el coeficiente de potencia de un aerogenerador y pudiendo considerarse como medida de eficiencia de la máquina.

$$P_{elec} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot S \cdot C_p \text{ [Ec. 6]}$$

Su teoría parte de una serie de hipótesis, en este caso, las hipótesis de Rankine y Froude, que son:

- El aire es considerado como un fluido ideal sin viscosidad en todo el campo fluido excepto en las proximidades del rotor.
- El fluido es considerado incompresible. El viento se moverá a régimen subsónico, por tanto, la densidad podemos tomarla como constante. El problema térmico, además, estará desacoplado del problema fluido dinámico.
- El estudio se realizará en régimen estacionario. Las variables dependerán del punto de trabajo que se tome y no del tiempo.
- No se considera la velocidad de giro del rotor ni la de su estela.
- Se considera al rotor como un disco poroso fijo, compuesto por infinitas palas de espesor despreciable.
- Las magnitudes empleadas para representar las variables fluidas en una sección recta determinada del tubo de corriente considerado son magnitudes equivalentes de su perfil de distribución a lo ancho de dicha sección considerada.

La distribución del viento en los alrededores del rotor va a cambiar según la zona en la que se encuentre. Aguas arriba del rotor tenemos la masa de viento con sección  $A_1$  y velocidad  $v_1$ , mientras que aguas abajo se tiene una sección  $A_2$  y velocidad  $v_2$ . Considerando en el rotor sección  $A_0$  y velocidad  $v_0$ , habrá una distribución tal que  $A_1 < A_0 < A_2$ , por lo que  $v_1 > v_0 > v_2$ .

La presión existente en estas zonas va a experimentar un salto en el paso por el rotor, ya que una vez que la masa de aire avanza hacia el rotor, la presión sube hasta su máximo, y en el momento en el que atraviesa el rotor aparece una zona de baja presión que provoca este salto, igualándose a la presión ambiente lejos del rotor.



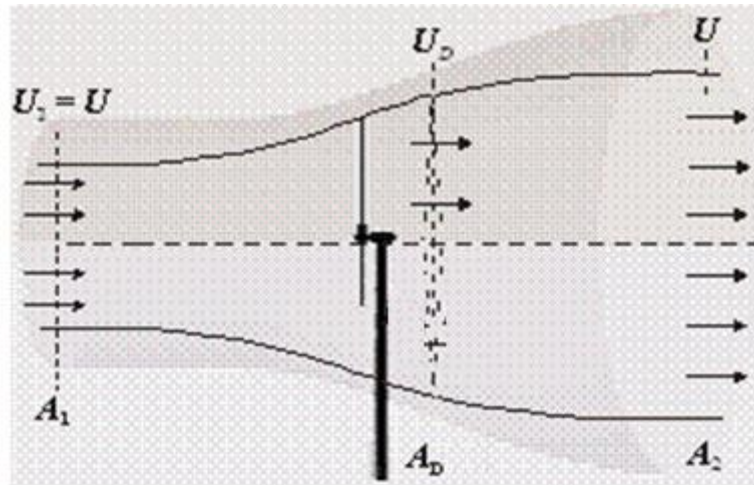


Ilustración 12. Relación de velocidades de vientos aguas arriba y aguas abajo del rotor. Adaptado de tubo de corriente.

A partir de la potencia del viento, se determina la extraída por el rotor, que es la potencia aguas arriba del aerogenerador menos la potencia aguas abajo:

$$P_r = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (v_1^2 - v_2^2)$$

Con  $m = \rho \cdot A \cdot v_0$  y  $v_0 = \frac{(v_1 + v_2)}{2}$  igualamos ambas expresiones de presión:

$$P_r = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot \frac{v_1 + v_2}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2)$$

Vamos a tomar el parámetro adimensional  $k = v_2/v_1$ , con lo que tendremos:

$$P_r = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1 - k^2) \cdot (1 + k) \quad [\text{Ec. 7}]$$

Si derivamos con respecto a Ec. 7, obtendremos la ecuación:

$$3k^2 + 2k - 1 = 0$$

Por lo que la solución positiva resulta ser  $k = 1/3$ .

Este parámetro indica que la máxima potencia mecánica se obtendrá cuando la velocidad de entrada es el triple que la velocidad de salida del rotor.

Si se sustituye el valor positivo de  $k$ , se obtiene la potencia máxima:

$$P_{\text{máx}} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [\text{Ec. 8}]$$

De aquí puede determinarse el coeficiente de potencia máximo, que se define como la relación entre la potencia máxima extraíble y la contenida en el la masa de aire:

$$C_{p,max} = \frac{P_{máx}}{P_{atm}} = \frac{(\frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3)}{(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3)} = \frac{16}{27} = 0.5925$$

Así mismo, la expresión de la potencia máxima (Ec. 8) dividida por la presión aguas arriba del rotor (Ec. 5), nos proporciona la Ley de Betz:

$$\frac{P_r}{P} = C_p = \frac{1}{2} \cdot (1 - k^2) \cdot (1 + k)$$

A partir de esta Ley, puede representarse gráficamente en la Ilustración 13 la relación entre la eficiencia del aerogenerador ( $C_p$ ) y el parámetro  $k$  que determina la relación de velocidades aguas arriba y aguas abajo del rotor.

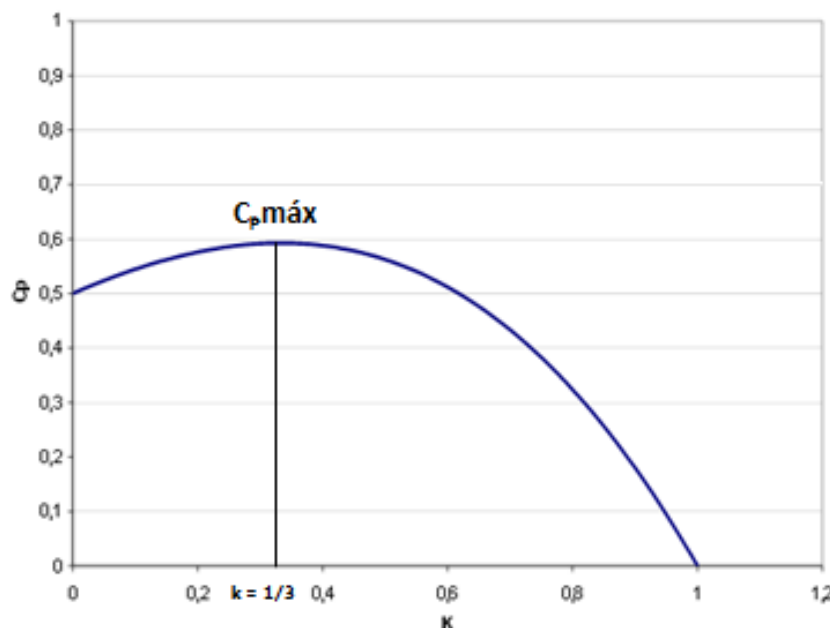


Ilustración 13. Coeficiente de potencia y relación de velocidades. Adaptado de [9].

Para finalizar con los factores que favorecen la producción de energía offshore, se encuentran la presión atmosférica. Su valor es máximo a nivel del mar, lo que conlleva a una mayor densidad en las masas de aire sobre la superficie marina.

### 1.4.2 AEROGENERADORES: TIPOS Y POTENCIAS

Tal y como se introdujo en el punto 1.1, el mercado de aerogeneradores evoluciona hacia una mayor potencia nominal y diámetro de rotor.

La evolución de la tecnología en los últimos años ha permitido que el coste de aerogeneradores de grandes potencias unitarias (de hasta 5 MW consolidados en el mercado offshore) haya disminuido notablemente gracias a la creación de cadenas de suministro de componentes específicas para la tecnología offshore.

- a) Existen varios tipos de aerogeneradores típicamente utilizados para la producción de energía eléctrica tanto a pequeña como a gran escala. Si hacemos una pequeña clasificación de los aerogeneradores que podemos encontrarnos en la actualidad, éstos pueden ser: Aerogeneradores de eje vertical. Son las primeras turbinas que aparecieron y consisten en varias velas unidas a un eje vertical, donde el viento incidía en ellas y hacía girar el sistema. Podemos encontrar tres tipos de turbinas:

- Savonius. En 1924 un ingeniero finlandés, Sigurd Savonius, desarrolló un rotor simple que funcionaba a velocidades de viento muy bajas, pudiendo instalarse en zonas de escaso recurso eólico. El sistema se componía de dos semicilindros huecos sobre un eje vertical. Debido su capacidad de funcionamiento para bajas velocidades, éste tipo de aerogenerador predominaba en la utilización para el bombeo de agua.

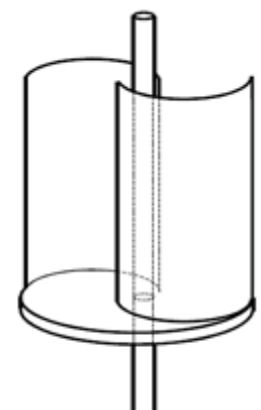


Ilustración 14. Turbina Savonius [10].

- Darrieus. Esta turbina fue diseñada por Georges Darrieus en Francia en 1927. Consiste en un eje vertical con dos o más palas unidas al eje por los extremos superior e inferior. Su rendimiento y velocidad de giro son comparables a las turbinas de eje horizontal. En su diseño original tiene algunos inconvenientes aerodinámicos que provocan

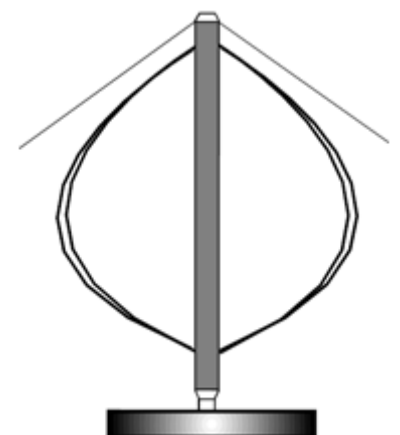


Ilustración 15. Turbina Darrieus [10].

fluctuaciones de las cargas en la estructura, por lo que se necesitan sensores adicionales para asegurar la estabilidad estructural del sistema. Tienen un par de arranque bajo, por lo que es suficiente con inducir el movimiento en la turbina antes de que comience a girar por sí sola. A causa de la variación de la dirección del viento puede ocurrir que las estelas generadas por una de las palas incidan sobre las otras, disminuyendo su rendimiento.

- b) Aerogeneradores de eje horizontal. Estos rotores hacen girar sus palas en dirección perpendicular a la del viento incidente. Podemos hacer dos primeras distinciones en cuanto a la naturaleza de estas turbinas, teniendo los aerogeneradores multipala de velocidad lenta, y los aerogeneradores tipo hélice de velocidad rápida. Los aerogeneradores multipala poseen de 6 a 24 álabes, mientras que los de tipo hélice poseen una, dos o tres palas que consiguen una velocidad en punta de pala de unas 6 a 10 veces la velocidad del viento, lo que hace que este tipo de turbinas sean las más indicadas para la producción de energía eléctrica. Presentan un par de arranque bajo y suele ser suficiente inducir el giro para hacer que la máquina llegue al punto de conexión, y tienen como otro punto importante la reducción de costes en las multiplicadoras, ya que es necesario menos capacidad a la hora de adecuar la velocidad de giro de la turbina con la del generador. Es preciso valorar sus características por separado, ya que de ello puede depender la viabilidad de la elección para una instalación, ya sea por exigencias de rendimiento, funcionamiento o restricción de ruido:

- Monopala. Este tipo de aerogenerador posee una única pala en su rotor, necesitando un gran número de revoluciones para producir potencias elevadas. Es necesario un contrapeso que para equilibrar el rotor, lo que hace que pierda esa ventaja que tenía debido al ahorro material y peso al carecer de otras palas. Este tipo

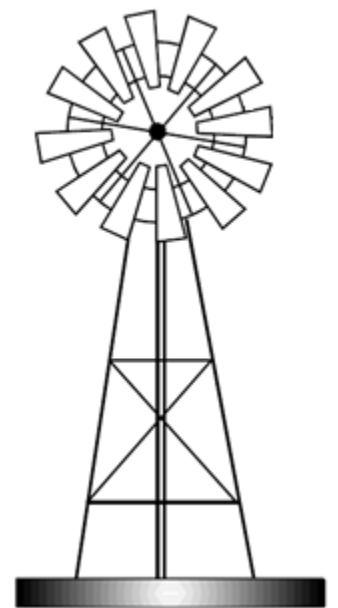


Ilustración 16. Turbina multipala [10].

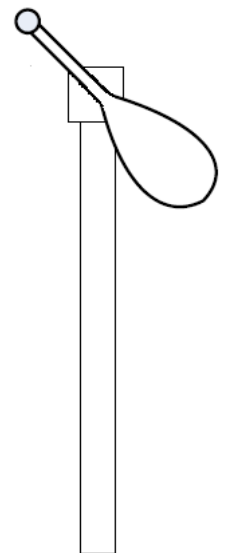


Ilustración 17.  
Turbina monopala.  
Elaboración propia.

de rotor crea unos desequilibrios aerodinámicos grandes, lo que causa ciertas fatigas que complican la funcionalidad de la instalación. Además, la alta velocidad que alcanzan produce un elevado ruido.

- Bipala. Al igual que el modelo anterior, se alcanzan altas velocidades de operación, que lejos de mejorar su rendimiento, puede llegar a ser contraproducente por problemas de ruido y excesivas velocidades. Existe el riesgo de que funcionando a barlovento, en el momento en el que ambas palas se encuentren en posición vertical, y alineadas con la torre sustentadora, el rotor bascule por la fuerza del viento sobre la pala inferior y se produzca un choque entre el rotor y la torre.

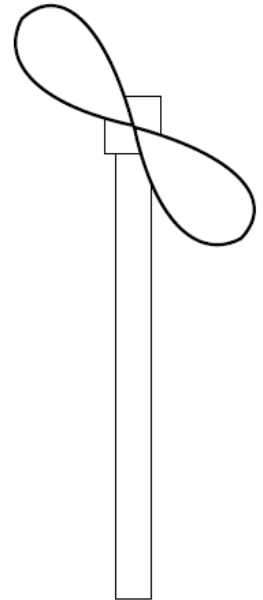


Ilustración 18.  
Turbina bipala.  
Elaboración propia.

- Tripala. Es el modelo más extendido en el mercado para la producción comercial de energía eólica, ya que presenta un momento de inercia constante del rotor ante cambios en el viento. Este rotor posee 3 palas que forman  $120^\circ$  entre sí consiguiendo no inducir cargas sobre la estructura, proporcionándole una estabilidad estructural que no tenían los otros modelos, con una fuerza de Coriolis prácticamente nula. Esta característica que hace que las cargas sobre la estructura sean mucho menores, facilita el diseño y los costes de operación. El rotor tripala tiene la ventaja de que las velocidades de rotación en punta de pala no son tan elevadas, por lo que el nivel de ruido de estas máquinas es significativamente menor que el de los modelos anteriores.

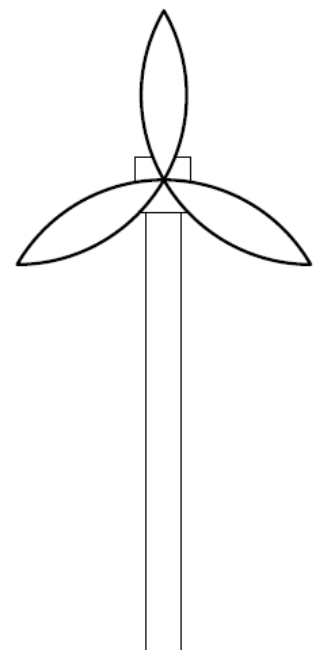
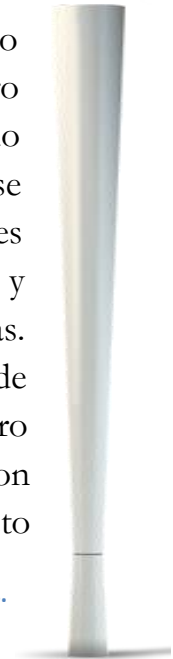


Ilustración 19. Turbina Tripala.  
Elaboración propia.

- a) Aerogenerador sin palas. Cabe destacar dentro del presente trabajo el desarrollo de un equipo de emprendedores españoles que ha dado forma a la idea de un aerogenerador sin palas. Este modelo de

aerogenerador es un concepto que fue mostrado al público durante el año pasado y que ha sido reconocido en el encuentro “The South Summit 2014” celebrado en Madrid el pasado octubre con el primer premio en la categoría Energy. Según se presenta el prototipo, el aerogenerador carece de partes móviles por lo que constituye un ahorro en costes de fabricación y mantenimiento con respecto a los otros modelos de máquinas. Esta turbina es capaz de operar en un mayor rango de velocidades de viento, no produce ruidos y posee un bajo centro de gravedad. Al carecer de palas se evita el impacto del rotor con aves pudiendo causar su muerte, además del llamado efecto “flicker” de contaminación visual.

Ilustración 20. Turbina sin palas.  
Fuente: Vortex.



La explicación al funcionamiento de este tipo de turbina aparece reflejada en el [artículo](#) “Un aerogenerador sin palas, premiado en The South Summit 2014”, de la revista Energías Renovables (16 octubre 2014):

*“La tecnología de Vortex está basada en la deformación producida por la vibración, inducida por el viento al entrar en resonancia, en un cilindro vertical semirrígido y anclado en el terreno. El cilindro —esto es, la turbina eólica— está fabricado con materiales piezoeléctricos y fibra de vidrio o fibra de carbono, y en él se genera energía eléctrica por la deformación de los materiales piezoeléctricos (cristales con capacidad de polarizar eléctricamente su masa mediante tensiones mecánicas, con lo que aparece una diferencia de potencial y cargas eléctricas mediante un alternador colocado en su base).”*

Estos prototipos se encuentran en una tercera fase del plan de desarrollo y gracias a empresas e inversores privados, es posible que a principios de 2016 pueda estar lista la primera unidad comercial de este aerogenerador sin aspas.



	Savonius [11]	Darrieus [11]	Multipala [12]	Monopala	Bipala	Tripala	Sin palas [87]
Energía capturada ( $C_p$ )	20%	35%	30%	41% [10]	45% [10]	48% [10]	40%
Velocidad de viento mín. para operación	0.5 m/s	3 m/s	1 m/s	3.5 m/s	2.5 m/s	2 m/s (baja potencia) 5 m/s (alta potencia) [13]	1 m/s
Potencia nominal en el mercado	5 kW	200 kW (Clean Green Energy) 4 MW (Cap-Chat)	35 kW (La Cour)	2 MW (ADES)	500 kW [13]	7.5 MW (onshore) 10 MW (offshore)	(Prototipo de 100 W)

Tabla 2. Comparación de algunos parámetros característicos de los aerogeneradores. Elaboración propia

Así mismo, existe la clasificación de aerogeneradores por capacidad de generación de potencia, existiendo de pequeña potencia o mini eólica hasta potencias de 65 kW, media potencia hasta los 100 kW y gran potencia para potencias unitarias mayores.

Dentro de los aerogeneradores destinados a la producción eléctrica, los tipo hélice, los modelos monopala y bipala suelen tener peores comportamientos en operación e incluso pudiendo entrar en conflicto con aspectos medioambientales por sus niveles de ruido. El modelo tripala es el más extendido actualmente en parques offshore como se verá en el siguiente punto.

Por ello y entre otras razones, en el presente trabajo para la aplicación se opta por aerogeneradores tripala de gran potencia con vistas a la construcción de un parque comercial, decidiéndose el tipo de aerogenerador en el punto 2.6.1.

Gracias a las medidas de distintos sistemas y teniendo en cuenta los factores que afectan al recurso del emplazamiento, se podrá determinar la potencia que cada aerogenerador será capaz de producir gracias a su curva de potencia.

Esta curva muestra la potencia eléctrica que es capaz de proporcionar un aerogenerador en función de la velocidad del viento a la que esté sometido. En la Ilustración 21 se pueden observar varios puntos.

Uno llamado velocidad de arranque o de conexión, por debajo del cual el aerogenerador no es capaz de producir energía por sí mismo; punto de mínima velocidad en el que el aerogenerador alcanza la potencia nominal y comienza a operar a plena carga; y la velocidad de corte, que es aquella que limita el funcionamiento del aerogenerador, punto en el que por encima de esta velocidad el aerogenerador procede a su frenado y a la desconexión.

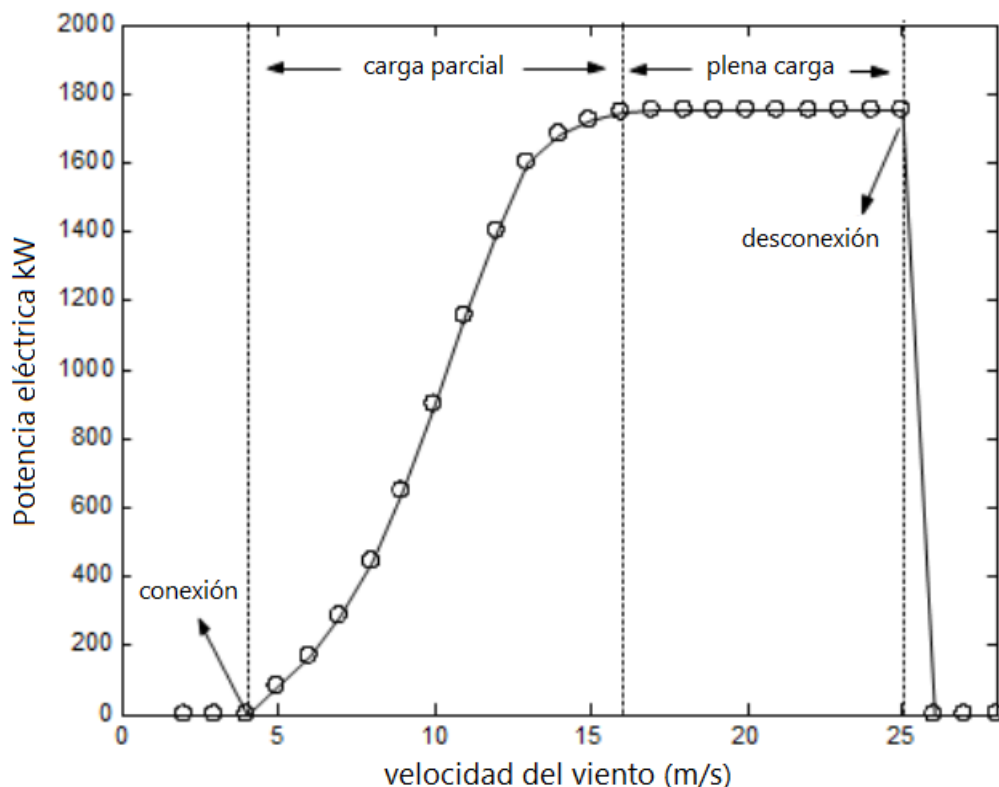


Ilustración 21. Ejemplo de curva de potencia de un aerogenerador de 1.8 MW. Modificado de [10].

Estos valores de potencia van a ser variables dependiendo de la densidad de viento del emplazamiento, ya que a densidades mayores, la producción del aerogenerador será mayor. Otros valores que van a afectar a la potencia producida por la máquina vistos en el punto anterior serán el perfil vertical de viento; la presión atmosférica; la turbulencia; la temperatura del emplazamiento, ya que a mayor temperatura menor densidad y menor producción de potencia; y la rugosidad del terreno.



### 1.4.3 AEROGENERADORES OFFSHORE

En este punto, además de enunciar los motivos por los que actualmente los aerogeneradores tripala reinan en el sector offshore, se pretende establecer una serie de pautas a las que debe dirigirse el desarrollo tecnológico en cuanto al diseño específico de los aerogeneradores destinados a su instalación en mar abierto, ya que hasta ahora muchos de los modelos instalados eran resultado de modificaciones de modelos del ámbito terrestre.

A lo largo de la historia han coexistido diferentes modelos de aerogenerador. Tras el desarrollo de la tecnología durante las últimas décadas, se han llegado a establecer los valores típicos de coeficiente de potencia para los distintos modelos, un indicador orientativo de rendimiento para cada modelo.

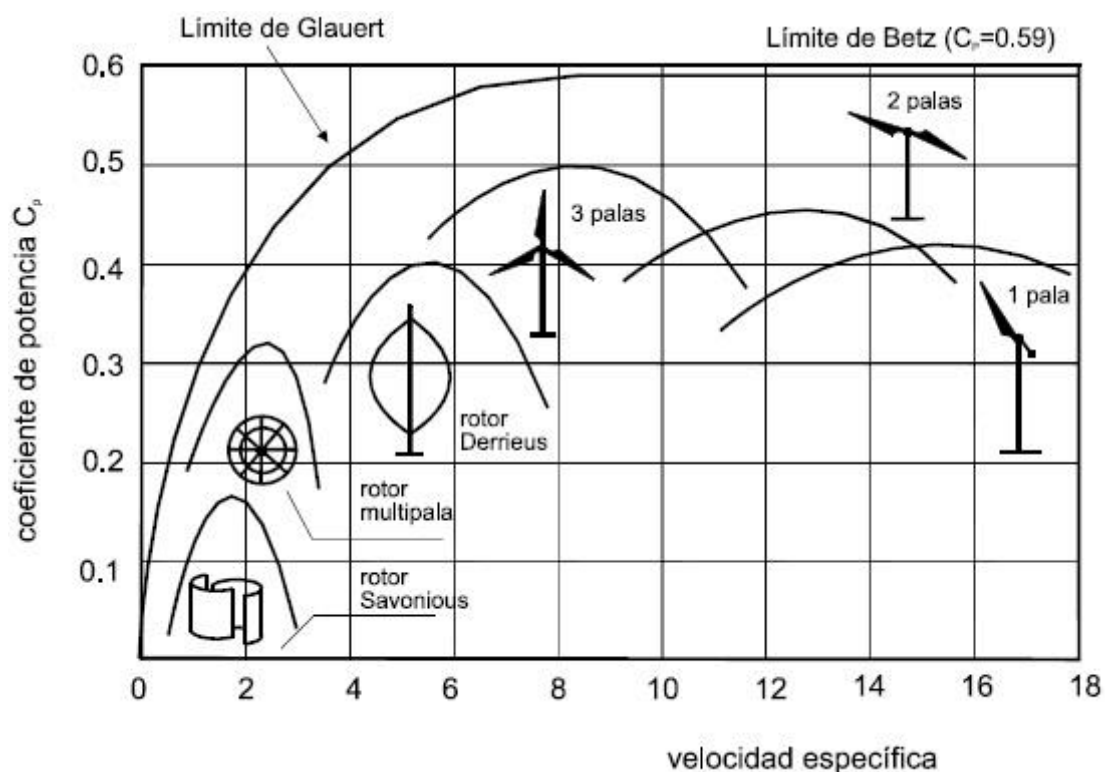


Ilustración 22. Coeficientes de potencia para distintos aerogeneradores en función de la velocidad del viento.  
Modificado de [10].

El modelo de tres palas ha monopolizado el mercado de aerogeneradores gracias a su rango de velocidades de operación que le da un carácter versátil en cuanto a zonas de instalación, su gran rendimiento y coeficiente de potencia, y menores índices de contaminación acústica y riesgos de operación respecto a otros modelos de rendimientos semejantes como el bipala. Incluso en la generación de energía eólica offshore pese a no ser tan determinante el factor de contaminación acústica para altas velocidades de operación al no encontrarse el parque cerca de zonas habitables (aunque sí de ecosistemas marinos), el modelo tripala ofrece mejores resultados de estabilidad estructural debido a las menores fuerzas soportadas en la puntas de pala al operar en un rango menor de velocidades que los monopala y bipala.

Los aerogeneradores offshore no distan mucho de los instalados en tierra en relación a los sistemas que alberga y componentes, pero el principal reto de los aerogeneradores utilizados offshore respecto a los tradicionales instalados en tierra firme reside en la fiabilidad mecánica ante posibles averías, ya que las operaciones de mantenimiento en alta mar son de una mayor complejidad y necesitan de una mayor inversión, pudiendo llegar a disparar el coste de operación del parque a lo largo de la vida útil del aerogenerador como se verá más detalladamente en el Capítulo 3.

Además de intentarse mejorar esta característica en los aerogeneradores offshore, también existen otros puntos de diferenciación estructural y de sistemas con respecto a los instalados durante años en tierra firme, recogidos en el artículo de Antonio J. Martínez “Características de la energía eólica offshore” [14]:

- Las condiciones de salinidad a las que se encuentran sometidos en mar abierto provocan la necesidad de elementos de protección contra la corrosión marina (recubrimiento superficial con ánodo de sacrificio, corrientes impresas, etc).
- Los aerogeneradores marinos deben presentar un mayor grado de robustez y fiabilidad estructural debido a las dificultades que presenta su mantenimiento como acaba de exponerse.

- Es necesaria la implementación de redundancias en los principales sistemas de actuación, evacuación de electricidad, protección ante riesgos ambientales y prevención de riesgos laborales potenciales como caída de personal al agua.
- Se debe prestar especial atención a los sistemas de sellado y control de humedad en componentes del aerogenerador como la góndola y la torre para que se vean afectados lo menos posible por las condiciones ambientales adversas. El aerogenerador debe estar provisto de elementos de balizamiento que lo haga visible tanto desde la superficie marina como desde el aire.
- Presentan intercambiadores de calor cerrados para refrigeración interna sin afectar la efectividad del sellado.
- El conjunto aerogenerador-cimientos debe soportar exigentes movimientos dinámicos provocados por vibraciones y oscilaciones marinas, especialmente cuando se trata de cimentaciones flotantes (AEE, Asociación Empresarial Eólica).
- Su complicada accesibilidad hace que las operaciones de reparación no puedan ser solventadas en el parque, siendo necesario su traslado a puerto. Debe contar con elementos de amarre y remolque a costa además de los que posea la plataforma que lo albergue.
- Los aerogeneradores offshore pueden estar dotados de transformadores eléctricos en su base que suministren energía en alta tensión a la interconexión del parque, debido a las dificultades para situar estaciones transformadoras en dichos emplazamientos.
- En el mar la rugosidad superficial es baja, por lo que el perfil de velocidad del viento se encuentra totalmente desarrollado a menores alturas que en tierra, por lo que se necesita una altura de buje menor. De esta forma, se puede reducir el peso de la torre y la carga que tiene que soportar la cimentación.
- Como los parques eólicos marinos se encuentran más alejados de las poblaciones, la restricción acústica en este tipo de proyectos es menor, pudiendo incrementar el rango de seguridad para velocidades en punta de pala. Así se consigue una reducción del peso de las palas.

- Deben tener capacidad para el atraque y fijación de embarcaciones destinadas a labores de mantenimiento y/o helipuerto en su góndola. En la góndola debe poder albergar una grúa permanente capaz de cargar pequeñas cargas y previsión de un emplazamiento para grúa de gran capacidad.
- Diseño de tamaño de piezas con capacidad de ser reemplazadas en alta mar sin necesidad de remolque a puerto, a excepción de piezas principales como las palas, los rodamientos principales y torre.

Con el fin de reducir al máximo las operaciones de mantenimiento, la mayor parte de avances en los aerogeneradores están enfocados a minimizar las partes móviles en el sistema de transmisión de potencia y reducción de las vibraciones internas [15]. Los principales avances generales en aerogeneradores camino de esta meta han sido los siguientes:

- Sustitución de caja multiplicadora por un sistema de imanes permanentes. La eliminación de piezas engranadas elimina pérdidas por rozamiento e implica la eliminación de necesidad de refrigeración del generador.
- Diseños de estator del generador fabricados sin hierro, haciendo su estructura más flexible ante cargas y ligero.
- Reducción del número de rodamientos necesarios en el eje principal del rotor.
- Utilización de materiales resistentes a la dilatación térmica como compuestos de fibra de carbono y polipropileno usados en las palas, capaces de operar en mayores rangos de temperatura y ofreciendo mayor resistencia ante fatiga.

Todos estos aspectos generales deben ser tenidos en cuenta a la hora de inclinarse por un modelo u otro de aerogenerador dentro de la variedad presente en el mercado y se cumplirán en la medida de lo posible en la elección final del aerogenerador en el punto 2.6.1.

#### 1.4.4 SOPORTES FLOTANTES

La investigación y desarrollo del sector offshore aplicado a fines de generación de potencia eólica ha supuesto todo un reto tecnológico durante los últimos 15 años. Más si cabe en la tecnología de plataformas flotantes, donde los avances han sido a pasos agigantados con el fin de poder aprovechar la cantidad de potencial eólico presente en zonas cuya batimetría supera los 50-60 metros de profundidad a pocos kilómetros de la costa. Se han buscados diferentes diseños de plataformas flotantes que permitan la instalación de grandes turbinas eólicas con la estabilidad suficiente para poder lograr una gran eficiencia de generación eléctrica, hablándose incluso de alcanzar profundidades de hasta 900 metros. A continuación, va a ser presentado el estado del arte en este tipo de tecnología y las diferentes propuestas desarrolladas.

En la actualidad, pese a carecer de la existencia de un parque eólico flotante comercial instalado, existen gran cantidad de proyectos en desarrollo y prototipos instalados en Europa desde el año 2009 y cuyos resultados hasta la fecha han llamado la atención de posibles inversores en este tipo diseños, anticipando un auge de esta industria.

Por parte de organismos gubernamentales, como la comisión europea, se intenta fomentar el desarrollo de la tecnología y los modelos que permitan hacer competitiva a la energía eólica instalada en aguas profundas, ya que se considera que la tendencia de la industria offshore se encamina hacia molinos más grandes y aguas más profundas. De hecho, es en nuestro continente donde se ha comenzado la instalación de diseños a gran escala en los que se ha llegado a la etapa de conexión a la red eléctrica.

También van a ser presentados lo diferentes tipos de líneas de fondeo y anclajes necesarios para la correcta operación de las plataformas flotantes. Estos elementos provienen principalmente del desarrollo de la industria petrolífera, donde las plataformas se fijan al lecho marino mediante líneas de fondeo compuestas por materiales elastómeros, tendones o catenarias de acero.

Los diseños de las plataformas flotantes destinadas a la sustentación de turbinas eólicas también siguen los mismos principios que las plataformas

petrolíferas, pero con escalas dimensionales más pequeñas y ajustadas a las cargas de peso, oleaje, corrientes marinas y viento que vayan a soportar. Las estructuras flotantes que actualmente han sido propuestas para el aprovechamiento del recurso eólico pueden clasificarse dentro de cuatro grandes tipos:

1. Plataforma tipo SPAR
2. Plataforma tipo TLP (Tension Leg Platform)
3. Plataforma tipo Embarcación o Pontón
4. Plataforma Semisumergible

La instalación de soportes flotantes presenta una menor dependencia de la batimetría, la distancia hasta la costa y las actividades marítimas de la zona, por lo que existe una gran variedad de diseños propuestos, incluso dentro de cada tipo de plataforma.

#### **1.4.4.2 Sistema de fondeo**

Todas las plataformas necesitan un sistema de fijación al lecho marino constituido por líneas tensas o catenarias y anclajes para mantener su posición. Se van a destacar las principales características de los diferentes tipos de líneas, así como de los anclajes.

##### **1.4.4.2.1 Líneas**

La principal diferencia entre una línea de fondeo en catenaria y una tensada es que en el primer caso la línea llega al punto de anclaje en horizontal, mientras que en el segundo caso forma un determinado ángulo con el plano del fondo marino, que en el caso de las líneas “Tension Leg” es de 90° [16] (Ilust. 23). Las catenarias típicamente tienen tipología de cadena simple, fabricada en acero con gran resistencia a la abrasión entre eslabones. Por otra parte, las líneas tensadas suelen ser cables fabricados en acero inoxidable con buen límite elástico y resistencia ante la corrosión del mar, aunque cada vez van ganando más importancia cables de fibra sintética tipo



nylon, u orgánica con mejores comportamientos frente a fatiga que las metálicas y de menor peso, aptas para grandes profundidades.

Un mayor número de líneas de anclaje minimiza el movimiento y aumenta la estabilidad del sistema. A continuación, en la Tabla 2 se comparan diferentes características de cada sistema de fondeo:

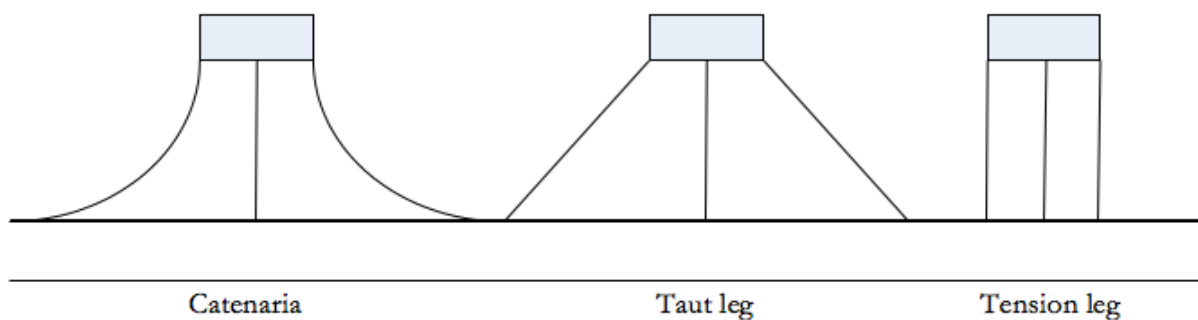


Ilustración 23. Descripción gráfica de los diferentes tipos de línea de fondeo [16].

Tipo de sistema	Ventajas	Inconvenientes
<b>Catenaria</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simplicidad y bajo precio en los anclajes al fondo marino, ya que únicamente soportan cargas horizontales.</li> <li>• Adecuado para bajas profundidades.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es necesaria gran longitud de cada línea incluso a bajas profundidades.</li> <li>• Insuficiente para mantener las plataformas en perfecta estabilidad ante cargas medioambientales, especialmente ante la fuerza horizontal del viento ejercida en el rotor y palas del aerogenerador lejos del centro de flotación de la plataforma, siendo necesario un sistema de lastre para garantizar la estabilidad del conjunto.</li> </ul>
<b>Taut leg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Buena resistencia frente a cargas laterales y horizontales.</li> <li>• Adecuado para profundidades bajas y medias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Grandes longitudes de línea para grandes profundidades.</li> <li>• Complejidad implementada en los anclajes, ya que deben soportar mayores cargas ante la rigidez del conjunto. Cada anclaje debe ser capaz de amarrar la totalidad de la estructura.</li> <li>• Métodos de instalación cualificados.</li> </ul>
<b>Tension leg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gran estabilidad frente a movimientos de alteada, balanceo y cabeceo.</li> <li>• Necesaria menor longitud y número de líneas de fondeo a cualquier profundidad. Adecuadas para grandes profundidades.</li> <li>• Capaces de mantener el centro de flotación bajo la superficie del agua, protegiendo su estabilidad frente al oleaje.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Complejos protocolos de tensado y calado.</li> <li>• No es adecuado para bajas profundidades, al ser necesarias prácticas complejas de calado.</li> <li>• Encarecimiento de los anclajes ante la rigidez del conjunto.</li> </ul>

Tabla 3. Elaboración propia a partir de [17].

Por una parte parece claro por tanto que los costes de instalación, operación y mantenimiento en el caso de los sistemas tensos son mayores que con un sistema de catenarias. Pero por otra parte, la catenaria necesita de un sistema complementario para asegurar al 100% la estabilidad de la plataforma, como un sistema de trasiego de lastre en la plataforma.

#### 1.4.4.2 Anclajes

Asimismo, la variedad de anclajes al lecho marino de las líneas de fondeo también puede compararse en función de sus requerimientos:

Tipos de anclaje	Ventajas	Inconvenientes
<b>Peso muerto</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Válido para cualquier tipo de suelo marino llano.</li> <li>No se precisa de preparación del anclaje previa a la instalación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baja resistencia ante cargas verticales.</li> <li>Requiere gran cantidad de material y lastre, especialmente para líneas de cables tensos.</li> </ul>
<b>Pilotes de succión</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Resiste mayores cargas verticales y horizontales que el anclaje convencional.</li> <li>Efectivo para catenarias y líneas tensas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necesita una bomba hidráulica para su instalación.</li> <li>No es adecuado para cualquier tipo de suelo.</li> </ul>
<b>Pilotes hincados</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gran resistencia frente a cargas laterales.</li> <li>Testado durante años en la industria petrolífera.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Necesario material logístico para su instalación.</li> <li>No es adecuado para cualquier tipo de suelo.</li> </ul>
<b>De placa</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Características semejantes al pilote de succión, pero con menor coste de instalación.</li> <li>Precisión en la instalación.</li> <li>Soporta grandes cargas verticales al rotar sobre el lecho marino.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No puede ser instalado en suelos rocosos.</li> <li>No permite maniobras de variación de calado.</li> </ul>
<b>Torpedo de percusión</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se fija al suelo marino por medio de la energía cinética adquirida cuando es lanzado al fondo marino.</li> <li>No necesita material especializado para ser instalado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adecuados únicamente para terrenos fáciles o suelos arcillosos.</li> </ul>

Tabla 3. Elaboración propia a partir de [17].

Todos los anclajes tienen en común que no son compatibles para cualquier línea de fondeo, batimetría o composición del lecho marino.



Por ejemplo, los anclajes por gravedad de peso muerto, pese a ser lo más económicos y sencillos, únicamente son operativos en suelos llanos. Mientras, los de placa no son compatibles con líneas tensas. Previsiblemente, una combinación tecnológica de pilotes hincados y de torpedo sea la más económica y efectiva para la fijación del sistema de fondeo al suelo marino a grandes profundidades con el objetivo de no depender tanto del tipo de suelo ni la batimetría.

#### 1.4.4.3 Tipos

A continuación va a ser presentado el estado del arte de las plataformas flotantes destinadas al funcionamiento con turbinas eólicas, enumerando los principales aspectos característicos de cada una de ellas (a favor y en contra) y sus diferentes métodos de instalación.

##### 1.4.4.3.1 Tipo SPAR

El diseño está basado en el principio de flotación producido en una boya, de manera que la estructura flota gracias al empuje experimentado, manteniendo el centro de gravedad lo más bajo posible para conseguir estabilidad hidrodinámica ante el movimiento de las olas.



Ilustración 24. Remolque de la plataforma desde puerto hacia la zona de instalación. Fuente: Statoil

Su diseño presenta un cilindro hueco construido en acero u hormigón, en cuyo interior se introduce grava, lechada o agua para que realicen la función de lastre, con el objetivo de mantener el centro de gravedad de la estructura correctamente bajo el centro de flotación de la plataforma. De esta manera se garantiza la resistencia de la estructura frente a movimientos de

cabeceo (pitch) y balanceo (roll). El cilindro suele tener una altura mayor a la del eje vertical del molino que vaya a sustentar, para garantizar la flotabilidad, y presenta una sección transversal pequeña, siendo una estructura esbelta para reducir los movimientos de alteada (heave) producidos por la fuerza de empuje del agua. La estructura se encuentra fijada al lecho marino por medio de un sistema de amarre tensado o de cables destensados constituidos por catenarias de acero o fibras para mantener la posición de la estructura. Debido a la esbeltez del cilindro, este tipo de plataforma flotante no es operable en aguas cuya profundidad no sea lo suficientemente grande, donde no sería posible proporcionar el lastre suficiente al conjunto para garantizar su estabilidad. Esto origina que el calado mínimo para este tipo de estructuras sea de unos de 100 metros para aerogeneradores cuyo eje vertical llegue a los 80 metros de altura.

En cuanto a la instalación de la estructura, tiene que ser en alta mar, donde son necesarios barcos de remolque y barcos grúa, ya que el aerogenerador debido a las grandes dimensiones del cilindro de flotación, tiene que ser instalado sobre la estructura una vez ésta se encuentre en su posición final (vertical).

La estructura flotante es remolcada en posición horizontal como puede verse en la Ilustración 24, hasta su localización final.

Una vez allí, un barco grúa es el encargado de proporcionarle verticalidad. Así mismo, la turbina eólica no puede ser transportada con su configuración final sobre un barco debido a sus dimensiones, por lo que debe ser montada por secciones sobre la estructura flotante. Todo ello complica los trabajos de instalación y sobretodo su coste.



**Ilustración 25. Barco grúa instalando la góndola sobre la torre fijada a la plataforma. Fuente: Statoil.**

#### 1.4.4.2.2 Tipo TLP

Otra opción de diseño es una plataforma flotante construida en acero, anclada por medio de cables pre-tensionados al fondo marino. Estos cables o tendones también pueden ser contruidos en acero y/o elastómeros, conectando rígidamente la plataforma a los anclajes situados en el fondo, los cuales pueden ser uno por cada cable o un anclaje único con forma de plato, común a todos los cables. La función de los cables se caracteriza por tener reducidos movimientos de respuesta frente a cargas ambientales y las producidas por el aerogenerador, tanto las horizontales como las verticales. La plataforma posee una sección transversal variable, que a nivel de superficie del agua se estrecha para disminuir la sensibilidad de la estructura frente a cargas hidrodinámicas.

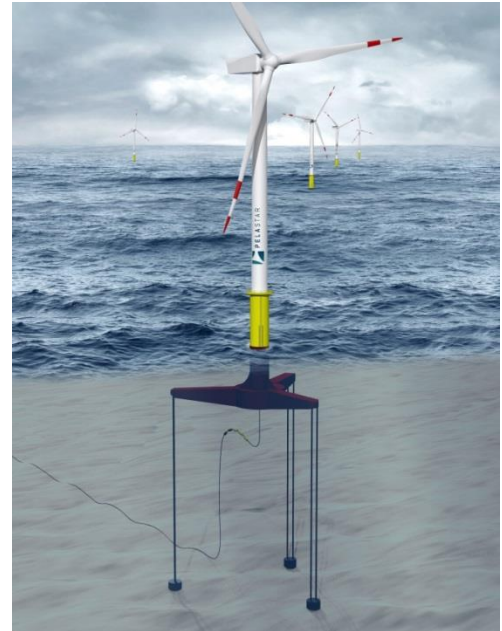


Ilustración 26. Diseño del proyecto PelaStar.  
Fuente: Glosten.

No presentan el problema de estabilidad por las posibles variaciones de lastre y del centro de gravedad que puede producirse en las estructuras tipo SPAR, pero pueden sufrir el fenómeno de “pull down” por el cual el calado de la plataforma se ve incrementado respecto de su posición de equilibrio inicial, así como la tensión que soporta cada uno de sus cables, poniendo en riesgo la seguridad frente su posible rotura.

A priori, estas estructuras pueden salir de puerto con el aerogenerador instalado sin grandes complicaciones de estabilidad en el transporte, reduciendo costes de instalación. Su principal inconveniente es el método de fijación de la plataforma al sistema de fondeo, el cual requiere de métodos sofisticados para proporcionar el calado de equilibrio a la plataforma, ya se realice el hundimiento parcial hasta la posición de equilibrio (segundo calado) mediante técnicas de lastre y deslastre o líneas de tensión conectadas a cada tendón o cable. Otro inconveniente de este tipo de plataformas es el posible acoplamiento de la frecuencia propia de los cables o tendones y la frecuencia de la plataforma derivada del oleaje, que puede causar fenómenos de

resonancia, que en el peor de los casos pondrían en peligro la operación del sistema por fatiga de los cables o tendones. Estas son las principales causas del elevado coste de mantenimiento de este tipo de estructuras.

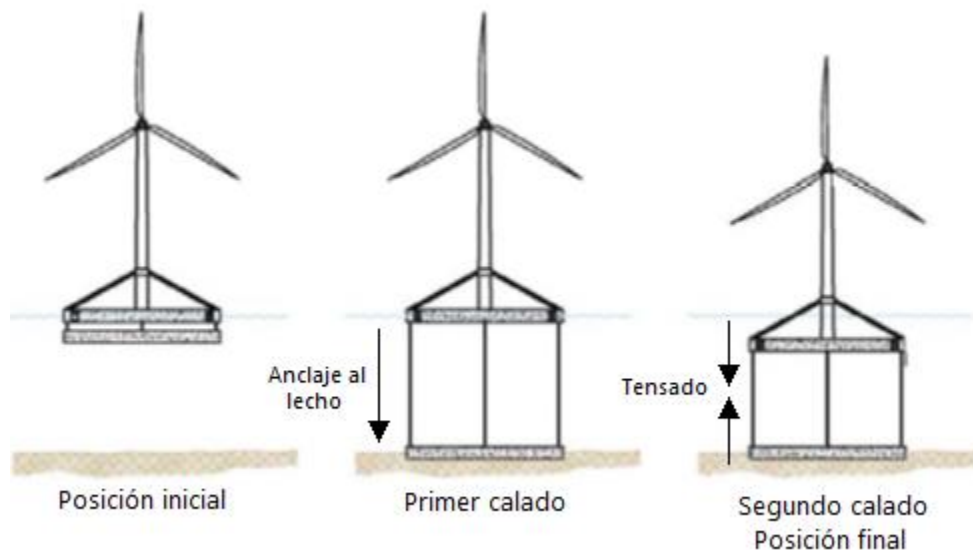


Ilustración 27. Etapas de instalación de una plataforma TLP [16].

#### 1.4.4.2.3 Tipo embarcación (barge) o Pontón

Este tipo de estructuras flotantes son llamadas así debido a que suelen tener forma de paralelepípedo y con bajo calado, al igual que las embarcaciones llamadas pontón fabricadas en madera para navegar ríos o utilizadas como almacén flotante en puerto. Presentan un diseño sencillo basado en la flotación de una estructura hueca de hormigón o acero que mantenga a flote el aerogenerador, fijando su posición mediante catenarias o elastómeros tensos anclados al lecho marino.

El principal problema de estas plataformas es su exposición frente a las fuerzas de las corrientes marinas que inducen en ella los movimientos de alteada (heave), balanceo (roll), cabeceo (pitch) y de deriva (sway). Esto dificulta mucho la viabilidad en aguas con grandes corrientes que producirían la escasez de generación de energía debido al bajo rendimiento de la turbina en estas condiciones de inestabilidad. Sin embargo, se erige como una gran opción competitiva para localizaciones de aguas calmadas, como puede ser una bahía resguardada.

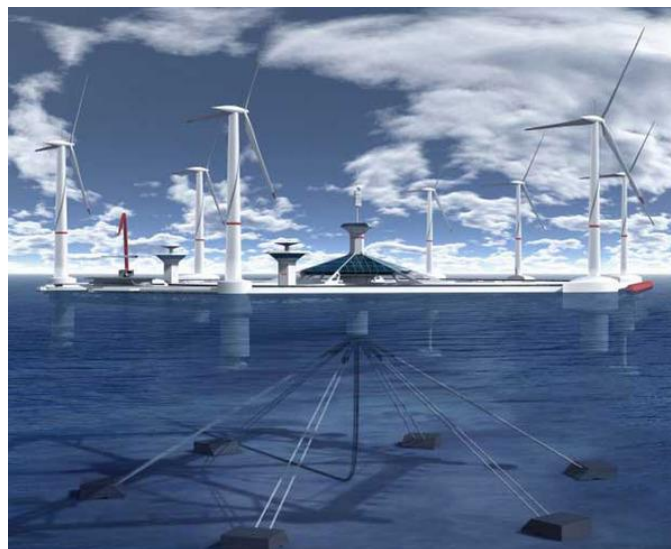


El aerogenerador puede ser instalado sobre la plataforma en puerto y remolcado hasta su posición de anclaje. La facilidad de diseño y amarre permite la adaptación de la plataforma a la operación en diferentes profundidades sin grandes costes. La simplicidad de fabricación, materiales, transporte e instalación puede hacerlo adecuado para producción a gran escala, con el objetivo final de reducción de costes.



**Ilustración 28. Diseño con estructura de hormigón hueca y piscina central.**  
Fuente: IDEOL.

Varias configuraciones respecto al número de aerogeneradores que puedan albergar pueden ser adecuadas para este tipo de plataformas, ya sea uno por cada plataforma (Ilustr. 28) o un grupo de aerogeneradores (Ilust. 29).



**Ilustración 29. Modelo de futuro para plataformas tipo pontón con forma heptagonal y subestación eléctrica [18].**

#### 1.4.4.2.4 Tipo Semisumergible

Las plataformas con diseños semi-sumergibles pueden tener varias configuraciones geométricas, pero por lo general su diseño está basado en la flotabilidad de columnas cilíndricas verticales interconectadas mediante piezas tubulares o vigas, fabricado todo ello en acero. A su vez, este tipo de estructuras pueden subdividirse en semi-sumergibles compactas o en forma de V.

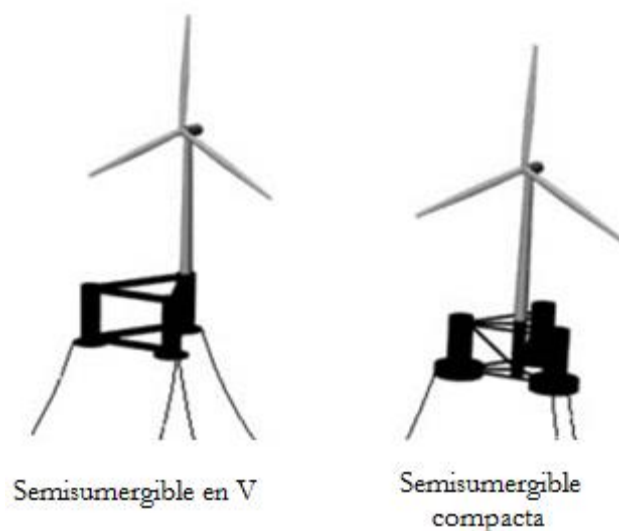


Ilustración 30. Modelos de plataforma semisumergible [16].

Casi la totalidad de estas plataformas tienen una sección de planta triangular, situándose el aerogenerador en el baricentro de la sección (Compacta) o sobre una de las columnas de los vértices (V-shape). La diferencia radica en el sistema de lastre utilizado en cada una de ellas, utilizándose un método de lastre estático en el caso de las compactas, al mantener la distribución de pesos en el centro de la plataforma sin comprometer la estabilidad. Mientras que en el caso de tener situado el aerogenerador en uno de los vértices se tienen los pesos de mayor importancia en un extremo de la plataforma, lo que significa una escora permanente y una pérdida de estabilidad, obligando al conjunto a implementar un sistema automático de control de lastres que comprenda el trasiego de lastre líquido entre las columnas situadas en los extremos de la plataforma, para corregir de manera continua la distribución de pesos frente a las cargas medioambientales y garantizar la estabilidad del conjunto.

Este tipo de plataformas permite la instalación de la turbina en puerto y un remolque estable de todo el conjunto hasta su emplazamiento de operación, donde será amarrado mediante catenarias al suelo marino.

Las columnas pueden contemplar un sistema patentado de rejilla de forma hexagonal o de platos situado en su base [19], como puede observarse en la Ilustración 31, que reduce los movimientos de alteada (heave), balanceo (roll) cabeceo (pitch) en estas plataformas al aumentar la amortiguación viscosa del conjunto a medida que crece la velocidad de vibración de las olas [19].

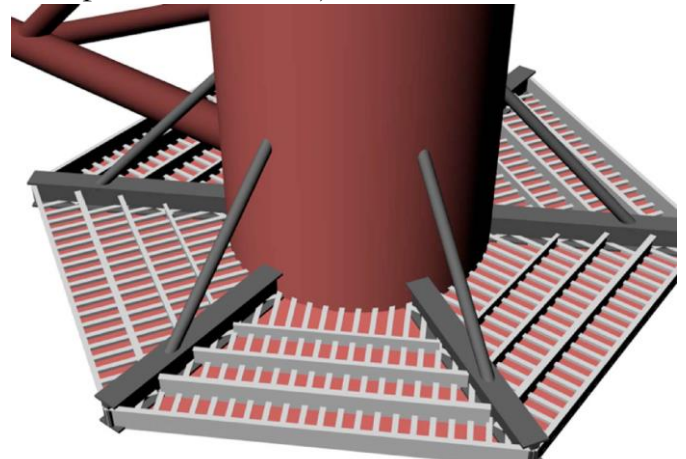


Ilustración 31. Sistema de platos hexagonales de rejilla [19].

#### 1.4.4.3 Diseños y proyectos

En este punto se van a presentar los proyectos de plataforma flotante más relevantes a lo largo de los últimos años en Europa, enclavados en el terreno de la innovación y desarrollo de este tipo de tecnología.

Con ello se busca tener una mejor perspectiva ante la decisión final de inclinarse por una u otra opción para el parque del presente proyecto, teniendo en cuenta los resultados fiables de los prototipos testados en circunstancias semejantes a las que se van a encontrar en el Golfo de Cádiz.

##### 1.4.4.3.1 Híbridos (SWAY)

Entre los diseños presentados y posibles proyectos llevados a cabo hasta la fecha, es necesario destacar el proyecto “SWAY Floating Platform”, llevado a cabo principalmente por la empresa Noruega Inoceen AS, con gran experiencia en el campo del diseño de plataformas marinas flotantes y grandes buques.

El diseño SWAY es un híbrido entre tecnología SPAR y TLP, y está diseñado para profundidades de hasta 400 metros dependiendo del calado necesario para albergar las dimensiones del aerogenerador, con una única línea de fondeo de hasta 300 metros de longitud. La estructura de acero se basa en el principio de flotación de la SPAR que le permite flotar sobre las olas en condiciones adversas, mezclado con un sistema de fondeo anclado al suelo marino mediante una línea tensionada, capaz de girar sobre sí misma y transmitir el movimiento de rotación solidariamente a la turbina, de manera que el rotor siempre se encuentre a favor de la dirección del viento (sotavento) independientemente de cuál sea ésta. Éste hecho además de optimizar la producción de energía y evitar la necesidad de un sistema de guiado, permite que la estructura presente tendones estructurales en el perfil de la turbina enfrentado al viento (barlovento) sin afectar al rendimiento, reduciéndose el peso total y las cargas que debe soportar la estructura flotante, con el consiguiente ahorro de materiales estructurales. La estructura también reduce costes de fondeo al presentar únicamente una línea de fondeo.

Este diseño ya ha sido probado mediante la instalación de un prototipo en 2011 a escala 1:5 frente a las costas de Bergen (Noruega), el cual se mantuvo operativo en el periodo de meses que va de marzo a noviembre, cuando por causas climatológicas adversas se hundió debido a una ola de 6.3 metros de altura [20].

La experiencia extraída de este proyecto proporcionó claves como la necesidad de implementar equipos de monitorización y seguimiento en estructuras localizadas en mar abierto para una óptima extracción de datos mediante sensores.

A la vez, se reveló la dificultad para aunar la extracción de datos de los sistemas integrados de la plataforma y la turbina si éstos han sido diseñados por compañías diferentes. Pero por encima de todo, se ha reconsiderado el establecimiento de unas líneas claras a seguir en el programa de pruebas ante la necesidad de que los prototipos sean capaces de resistir las condiciones climatológicas reales, por muy adversas que sean [21].



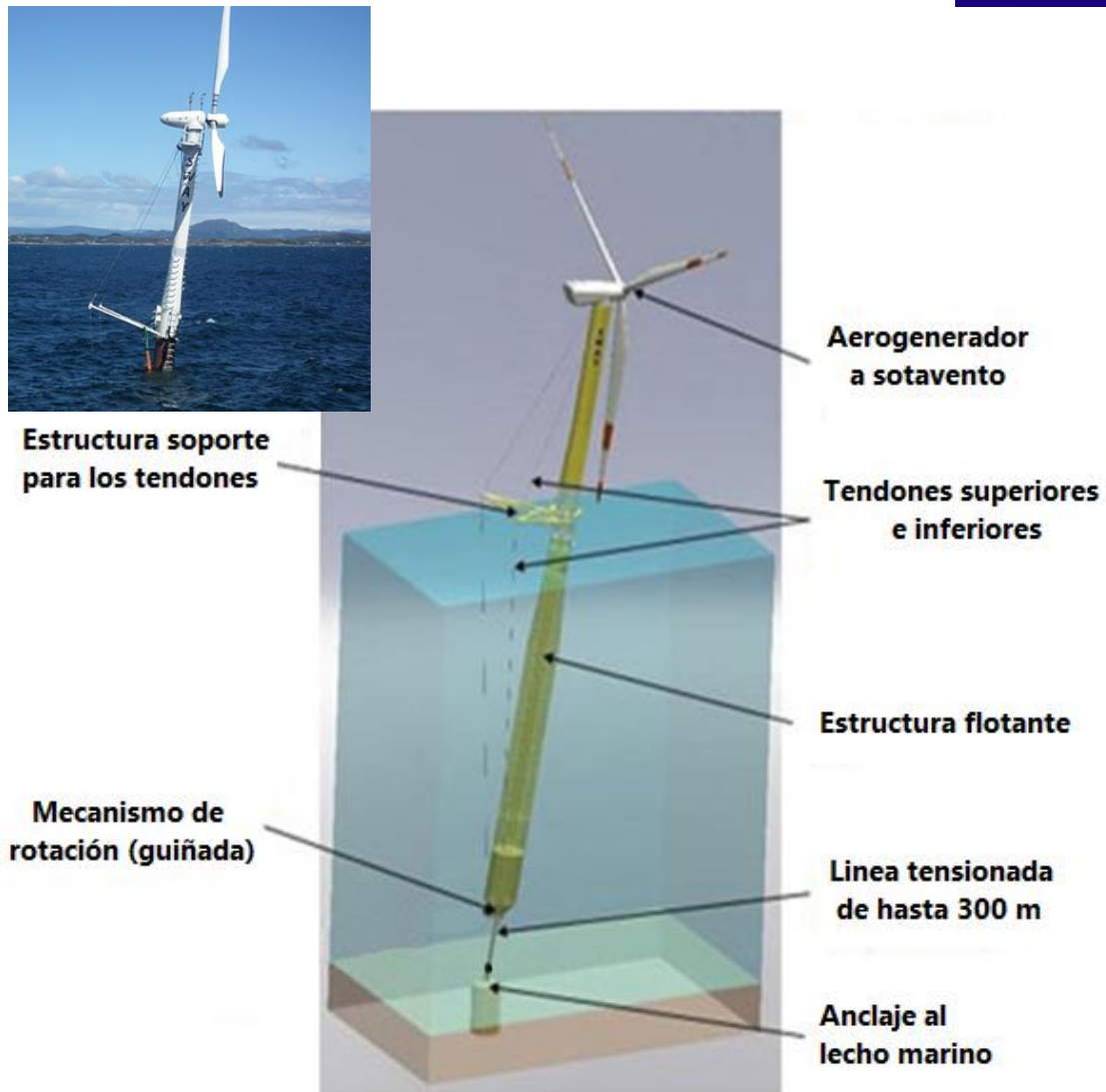


Ilustración 32. Detalle de los elementos de la estructura SWAY. Modificado de [proyecto SWAY](#).

#### 1.4.4.3.2 Hywind

Proyecto llevado a cabo por la también noruega Statoil Hydro, con gran experiencia en la industria de plataformas petrolíferas situadas en aguas de más de 100 metros de profundidad. Fue el primer prototipo a gran escala instalado en mar abierto en el año 2009 a 10 kilómetros de la costa de la isla de Karmøy (Noruega).

La estructura flotante cilíndrica de acero tipo SPAR es de unos 120 metros de altura, de los que 100 metros se encuentran sumergidos bajo la superficie del mar. Su sistema de fondeo está constituido por tres líneas de catenaria ancladas al suelo marino a una profundidad de 220 metros. El diámetro del

cilindro bajo el agua es de 8.3 metros, mientras que en la superficie se reduce hasta los 6 metros para que su estabilidad se vea menos afectada ante la fuerza del oleaje.

El aerogenerador instalado por la empresa Siemens tiene una altura de buje de 65 metros, con un rotor de 82.4 metros de diámetro y una potencia nominal de 2.3 MW y un peso de 138 toneladas, mientras que el de la totalidad del conjunto es de 5300 toneladas [3].

Estuvo operando durante un periodo de 2 años sin incidentes, en el que se conectó a la red eléctrica a principios del 2012. La principal finalidad fue estudiar como el oleaje, las corrientes marinas y el viento afectaban a la capacidad de generación de una estructura de dimensiones reales, así como elaborar estándares en el desarrollo de tareas de operación y mantenimiento de este tipo de estructuras.

Pasado este periodo se ha podido certificar el correcto funcionamiento de la plataforma, manteniéndose en operación en la actualidad. Hasta el año 2014 generó una potencia de 32.5 GWh, superándose las expectativas.

Este proyecto de diseño sigue adelante y el próximo paso es construir un parque piloto constituido por cinco plataformas con aerogeneradores de 6 MW cada una, establecido en costas de Escocia (Reino Unido) para demostrar la capacidad competitiva de este diseño y simplificar el método de instalación offshore, con el objetivo de abaratar costes y aumentar capacidad competitiva en el mercado.

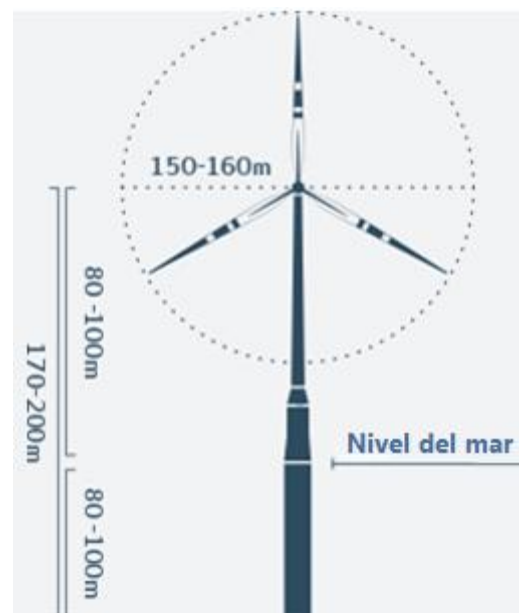
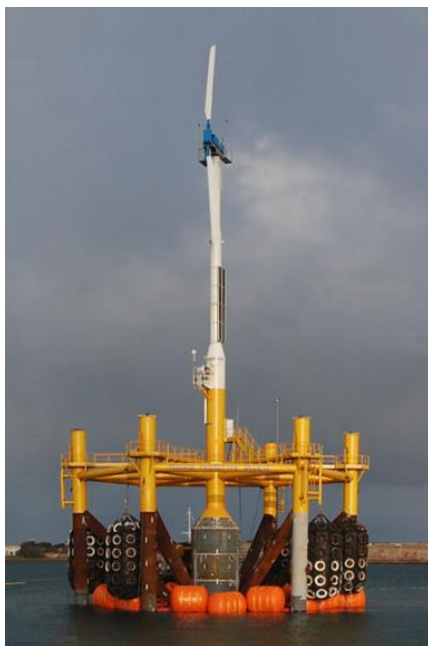


Ilustración 33. Dimensiones de aerogenerador que espera poder albergar el proyecto Hywind en un futuro.

Fuente: Statoil.

#### 1.4.4.3.3 Blue H

Diseño llevado a cabo por la empresa holandesa Blue H Technologies BV, basándose en una adaptación directa a las dimensiones necesarias para albergar un aerogenerador de plataformas petrolíferas estabilizadas por un sistema de fondeo de líneas tensas a 90°.



El diseño consiste en un cuerpo principal cilíndrico semi-sumergible construido en hormigón armado rodeado de una estructura para unir el sistema de fondeo con forma de corona octaédrica fabricada en acero para aligerar el peso del conjunto. El sistema de fondeo está definido por una base de hormigón que irá instalada a peso muerto en el fondo marino y alberga los anclajes de las líneas de fondeo, que en este diseño son líneas de fibra.

Estas líneas tensas irán unidas a diferentes puntos de la estructura de acero para distribuir las cargas, garantizando la estabilidad, y finalmente penetran en el cuerpo central de hormigón de la plataforma, en cuyo tramo superior se instala un sistema capaz de pre tensionar las líneas de fondeo para conseguir el calado final de la plataforma.



Un primer prototipo a escala 3:4 con un aerogenerador bipala fue instalado en 2008 a 21.3 kilómetros de las costas del sur de Italia, en aguas con una profundidad de 113 metros. Tras estar operativa durante seis meses y producir 80 kW el prototipo fue retirado del mar a principios de 2009 [3].

Ilustración 34. Prototipo con aerogenerador bipala instalado en aguas de Italia. Arriba con calado de remolque y abajo con calado de operación. Fuente: [Blue H Technologies](#)

#### 1.4.4.3.4 Floatgen

El proyecto de parque eólico flotante se basa en el diseño desarrollado por la empresa francesa IDEOL y su plataforma flotante rectangular “Damping Pool”.

La plataforma consiste en un anillo rectangular hueco de 6.4 metros de lado fabricado en hormigón y de bajo calado, que alberga una abertura también rectangular en su centro, como si de una piscina se tratara, de manera que una masa de agua quede atrapada la celda central [3].

De esta manera se consigue reducir el movimiento debido a la amortiguación hidrodinámica ejercida por la masa de agua atrapada frente a los movimientos inducidos por las olas y las corrientes marinas, que son

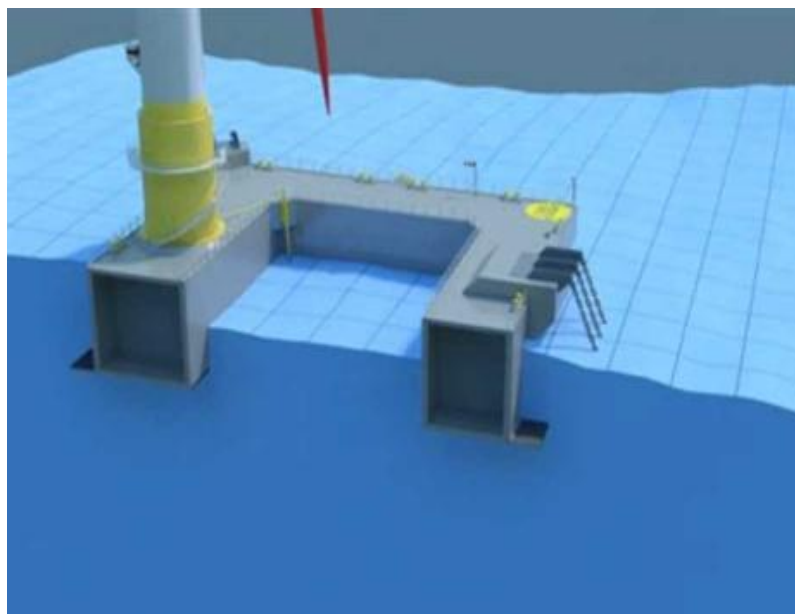


Ilustración 35. Sección transversal (hueca) de la estructura Floatgen. Fuente: IDEOL.

compensados por este efecto, manteniendo la estabilidad y la flotabilidad de la estructura mediante el equilibrio de momentos debido a la oscilación de la masa de agua alojada en la piscina [22].

Este fenómeno ya había sido reconocido en aquellos barcos que disponían del llamado pozo lunar o “moon pool” para el desarrollo de diferentes actividades de perforación, donde dependiendo de las dimensiones del pozo, la frecuencia natural de las olas y la velocidad del barco, ocurren efectos hidrodinámicos en la masa de agua atrapada en el pozo que llegan a reducir los movimientos de alteada (heave) y largada (surge) frente al empuje de las olas. Existen varios estudios que explican detalladamente este efecto [23].



El proyecto resalta la ventaja competitiva del hormigón por su bajo precio respecto al acero y su bajo grado de mantenimiento en alta mar debido a su diseño sin lastre, además de la versatilidad de construcción que estas estructuras llegan a proporcionar.

En cuanto al sistema de fondeo se caracteriza por presentar un sistema de líneas tensas (taut leg) que permite variar individualmente la posición de las plataformas por filas cuando la dirección del viento

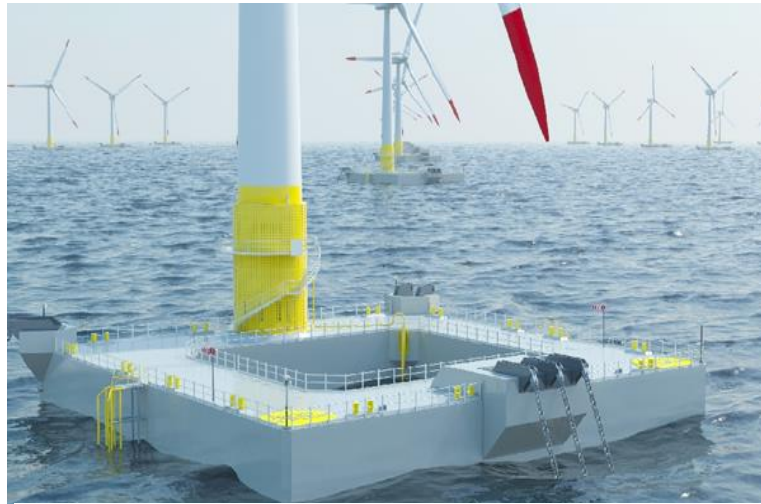


Ilustración 36. Detalle del anclaje de las líneas de fondeo a la plataforma Floatgen.

Fuente: IDEOL.

varíe y no perder la eficiencia de generación del parque debido al efecto creado por las estelas de cada aerogenerador.

El objetivo del proyecto Floatgen, coordinado por la empresa española Gamesa, es demostrar la flexibilidad técnica y económica de este sistema en aguas a partir de 40 metros de profundidad, para ser una gran alternativa tanto a las estructuras cimentadas tipo jacket en aguas de 50 metros de profundidad, como al resto de diseños de estructuras flotantes. Además, se busca adquirir conocimientos respecto al sistema de monitorización mediante la instalación de dos aerogeneradores Gamesa de 2 MW de potencia en combinación con la estructura flotante de IDEOL, a unos 20 kilómetros frente a la localidad francesa de Le Croisic, en el océano atlántico. Propuesta que iba a comenzar a instalarse el verano de 2015, pero que finalmente se retrasa a inicios de 2016.

#### 1.4.4.3.5 Windfloat

Diseño desarrollado por la estadounidense Principle Power y EDP (Energías de Portugal) junto a Repsol. Esta plataforma semisumergible es de planta triangular de acero, con un sistema dinámico de lastre y con el

aerogenerador dispuesto sobre una de sus tres columnas que conforman la estructura triangular. Cada columna posee en su base un sistema de platos amortiguadores patentado que atrapan la masa de agua de su alrededor para garantizar la estabilidad del conjunto ante el movimiento de alteada (heave). Además, el sistema dinámico de lastres entre columnas debe operar con la suficiente rapidez para garantizar un circuito cerrado de movimiento de cargas que haga disminuir los movimientos en la estructura causados por el mar y el viento, permitiendo albergar a la estructura aerogeneradores de grandes dimensiones presentes en el mercado [3].

En 2011 se instaló con este diseño el segundo prototipo a escala real de plataforma flotante offshore con un aerogenerador Vestas tripala de 2 MW en aguas de Portugal, siendo el primero que fue completamente construido en tierra firme y posteriormente remolcado a su lugar de operación. Se encuentra instalado a 6 kilómetros de la costa de Aguçadoura con aguas de profundidades entre los 40 y 50 metros.



Ilustración 37. Dimensiones de la estructura WindFloat y detalles estructurales. Fuente: EDP Innovación [88].

Este prototipo fue conectado a la red a finales de diciembre de 2011, y desde entonces ha arrojado unos datos de generación similares al de Hywind. En dos años ha sido capaz de generar más de 10 GWh de electricidad. A 1 de enero de 2015 ya ha generado 12.02 GWh.



Ilustración 39. Fotografía real de una boya meteorológica durante el temporal que azotó con olas de 15 metros al prototipo WindFloat. Tomada el 1 de Noviembre de 2011. Fuente EDP Innovación [88].

Durante un periodo de prueba de más de dos años, el prototipo ha sido capaz de soportar ondulaciones de hasta 17 metros y el impacto de olas de 9 metros de altura.

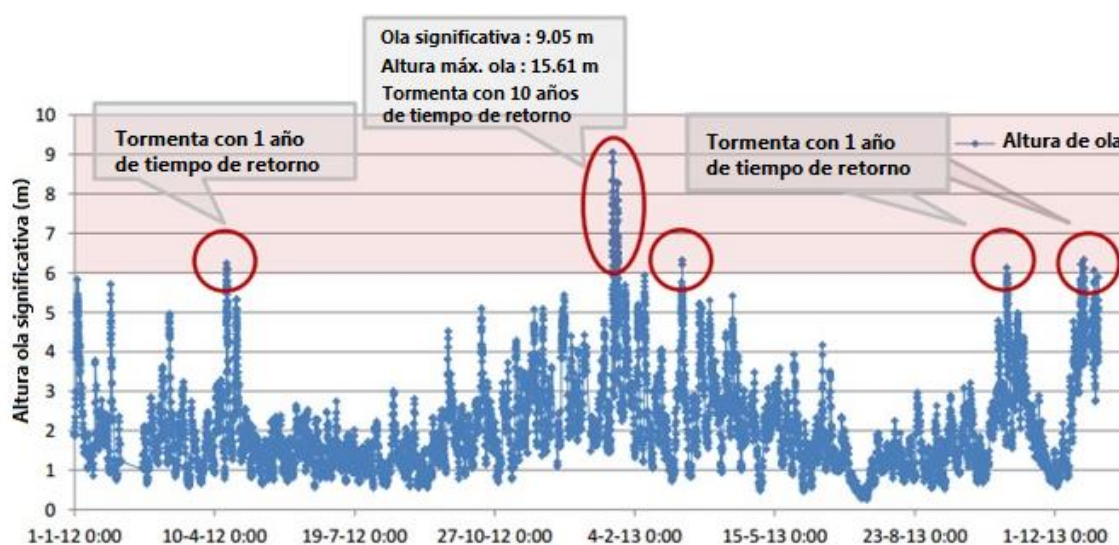


Ilustración 38. Histórico de alturas de ola significativa durante el periodo de prueba del prototipo WindFloat. Fuente: EDP Innovación [88].

El sistema de fondeo está constituido por cuatro catenarias, dos unidas a la columna cilíndrica donde reposa el aerogenerador y una a cada uno de las dos columnas restantes. Cada línea de catenaria es mixta, fabricada parte en acero y parte en poliéster para abaratar costes. La plataforma fue remolcada 12 kilómetros desde puerto hasta su lugar de instalación sin problemas [88].

#### 1.4.5 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Al igual que sucede con los parques eólicos terrestres, existe la incapacidad de ajustar la generación de energía eléctrica a los periodos pico de demanda eléctrica por parte de los consumidores. Ya que la energía eólica se basa en la fuerza natural del viento y, pese a ser posible predecirla a corto y medio plazo, ésta no deja de ser una fuente de energía intermitente y no se produce cuando mayor demanda de energía sufre la red eléctrica. Es posible que en periodos del día donde se genere mayor nivel de energía de la que se consume en ese mismo instante, produciéndose un excedente.

Para impedir que el excedente energético no pueda ser aprovechado posteriormente cuándo se produzca un déficit energético en la red, ya existen y han sido implantados durante varios años en parques eólicos y solares sistemas de almacenamiento de baterías de condensadores o ultra condensadores, volantes de inercia o hidráulicos, por poner algunos ejemplos. La utilidad de este tipo de sistemas es mayor en territorios insulares, ya que no poseen grandes redes eléctricas interconectadas que puedan transportar el excedente hasta puntos muy alejados geográficamente donde sea necesario o donde pueda ser almacenado.

Con la entrada en el mix energético de la producción de energía offshore, también han irrumpido sistemas de almacenamiento de energía en alta mar que aprovechan la energía potencial del agua derivada de su presión hidrostática. Suelen estar situados cerca de las fuentes de producción, aunque si estos sistemas se encuentran conectados a la red eléctrica general, también pueden actuar con excesos de energía en otras fuentes de energía renovables situadas en tierra firme.



Los beneficios que traen consigo este tipo de sistemas de almacenamiento son los siguientes [24]:

- Mejorar la integración de las fuentes renovables a la red eléctrica.
- Almacenamiento en origen del excedente de energía eléctrica proveniente de fuentes de energía renovables.
- Detener el crecimiento de nuevas centrales eléctricas alimentadas por combustibles fósiles.
- Eliminación de gases contaminantes en la generación de energía eléctrica.
- Sustituir las tradicionales fuentes auxiliares de energía eléctrica.

Pese a existir otras alternativas de almacenamiento de energía, se van a describir las dos opciones que son más adecuadas de instalar en un parque marino flotante situado en aguas profundas. A partir de sus características, se dan las claves para que uno de los sistemas puede tomar partido en la configuración del parque del presente proyecto como futura mejora de operación.

#### 1.4.5.1 OCAES

Este sistema llamado así por sus siglas en inglés “Ocean Compressed Air Energy Storage”, viene del sistema CAES utilizado en sistemas de almacenaje de energía en tierra firme durante más de treinta años. Su funcionamiento es semejante al proceso de una planta de energía térmica con turbina de gas, ya que consiste en comprimir aire atmosférico mediante la utilización de un compresor eléctrico. Tras enfriarlo mediante un intercambiador de calor, el aire comprimido es almacenado en una cavidad subterránea de grandes dimensiones. Durante los periodos de máxima demanda, para recuperar la energía almacenada, este aire comprimido se mezcla con gas natural y se calienta mediante una combustión, logrando producir energía mediante su expansión en una turbina conectada a un eje independiente del compresor.

Existen diferentes tipos de sistemas CAES más avanzados que el convencional, con procesos adiabáticos o procesos quasi-isotermos, de los cuáles el más indicado para acometer un desarrollo submarino sin necesidad

de utilizar combustibles fósiles complementarios, ni una cavidad de grandes dimensiones para almacenar aire comprimido, sería un sistema con recuperador de calor que sea capaz de almacenar la enorme energía calorífica producida durante la compresión del aire en un “Energy Thermal Storage” (TES) compuesto por sales, de manera que pueda ser utilizada para el proceso de expansión en lugar de una cámara de combustión.

Para la aplicación offshore del sistema, del hecho de que se incrementa la densidad de energía con la profundidad del agua se desprende que el sistema más rentable para almacenamiento sumergido es el adiabático:

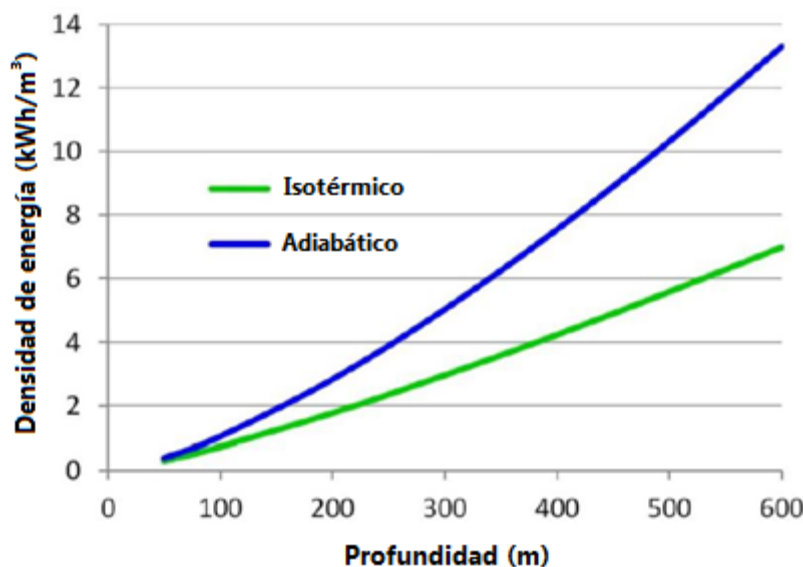


Ilustración 40. Curvas de operación del sistema OCAES durante el periodo de prueba [25].

El sistemas OCAES desarrollado a partir de este modelo avanzado del sistema CAES se beneficia de la presión hidrostática que ejerce la masa de agua marina situada sobre una bolsa de aire submarina, permitiendo mantener la presión necesaria constante en el aire, sin pérdidas siempre que la profundidad donde se localice la masa de aire sea suficiente. De ésta forma que se asegura la completa recuperación de energía en la turbina por la gran densidad de la energía almacenada [25]. Por ello, puede extraerse otra ventaja como es la reducción del volumen de aire almacenado respecto a los sistemas CAES, ya que la pérdida paulatina de presión en la bolsa de aire cuando éste se extrae para ser expandido, hace que sea necesario tanto almacenar como extraer grandes cantidades de aire para producir energía, mientras que en el sistema OCAES es suficiente una pequeña extracción del total almacenado.

Los elementos del ciclo como el tren de compresores, el de turbinas y el generador eléctrico se encontrarían en una estructura flotante situada sobre la cámara de aire comprimido [26].

Respecto al tipo de estructuras adecuadas para albergar la masa de aire a altas presiones en el fondo marino hay diferentes opciones, de las cuáles algunas ya están siendo puestas a prueba. El aire puede ser almacenado en tanques huecos contruidos en hormigón, en vasijas de tubos de acero apilados o en globos gigantes anclados al fondo marino.

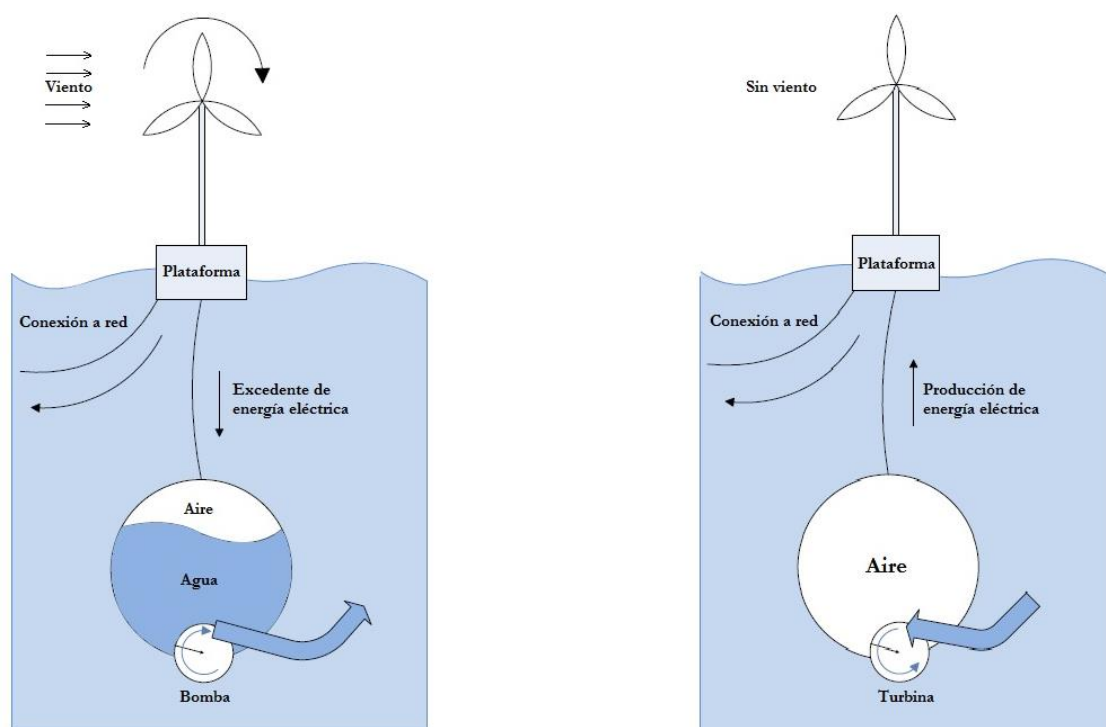
Los tanques de hormigón y los tubos de acero tienen la capacidad de poder ser configurados para que en determinadas situaciones funcionen también con agua, flexibilizando su operación.

Los únicos elementos que ya han sido testados bajo el agua han sido los globos gigantes fabricados en materiales muy resistentes a altas presiones, como el Vectran. En este tipo de sistemas de almacenaje ya han trabajado empresas como la canadiense Thin Red Line Aerospace, con prototipos de 5 metros de diámetro con capacidad de hasta 600 metros cúbicos, inspiradas en el diseño de globos satélite desarrollados por la NASA, como el Echo II. Han sido probados en el año 2012 en aguas cerca de Orkney, localidad situada en el norte de Escocia que alberga el Centro Europeo de Energía Marina, con resultados en profundidades de 25 metros de pérdidas de aire de únicamente 1.2% por día [27], pero sufrieron varias roturas que hicieron tener que recuperar los globos y ser reparadas.

#### 1.4.5.2 ORES

Denominado de esta manera por sus siglas en inglés “Ocean Renewable Energy Storage” este proyecto desarrollado por el MIT (Massachusetts Institute of Technology), se basa igualmente en el incremento de presión hidrostática con la profundidad del agua. El sistema consiste en bombear y extraer agua del interior de una esfera de hormigón hueca por medio de una turbina que sea capaz de producir energía eléctrica como si de una central hidroeléctrica se tratara.

El funcionamiento del sistema consiste en permitir que el agua penetre en el interior de la esfera cuando haya sido colocada en el fondo marino, para cuando se produzca un excedente de energía en la generación del parque, bombear el agua del interior por medio de una turbina eléctrica operando en sentido contrario, para que la esfera quede vacía. Una vez que se necesite energía extra debido a una demanda creciente, se permite el reingreso del agua al interior de la esfera a través de la turbina, de manera que se genere electricidad.



**Ilustración 41. Representación de fases de operación del sistema ORES. Elaboración propia a partir del diseño propuesto en [28].**

Este tipo de diseño ya ha sido probado por el equipo de investigadores del MIT, que en 2011 construyó un prototipo de 75 centímetros de diámetro, el cuál funcionó satisfactoriamente ante ciclos de carga y descarga, demostrándose la viabilidad de la idea. El equipo espera construir esferas de 25 metros de diámetro, con un espesor de pared de 2.6 metros para que pueda mantenerse sin flotar en el fondo marino incluso cuando se encuentre vacía, siendo resistentes hasta unas profundidades de 500 metros.

Las esferas serían construidas en tierra y transportadas por un barco con pozo central hasta el lugar de operación, donde serían arrojadas al mar.

A partir de la construcción del prototipo, se estima que a escala real el coste de cada esfera y su colocación sería de unos 12 millones de dólares (unos 11.2 millones de euros), lo que significa unas tres o cuatro veces más que el coste de un aerogenerador convencional, pero es pronto para el desarrollo de estos sistemas y se cree que con la experiencia puede llegarse a conseguir un precio competitivo. Por el contrario, se estima que el coste de almacenamiento en la instalación sería de tan solo 5 céntimos por kilovatio/hora [29].

Este sistema además puede actuar como elemento de anclaje al lecho marino para parques eólicos flotantes mediante una configuración hexagonal de sistema de fondeo tenso, donde las esferas de hormigón actúan como anclaje de peso muerto y las líneas de fondeo albergarían de manera segura los cables para el transporte de electricidad. Otra gran ventaja es que por medio de estos cables puede asegurarse siempre una presión de al menos 1 atmósfera en el interior de la esfera, al estar conectados estancamente con la superficie marina, con lo que se elimina el riesgo de cavitación del agua en el interior de la misma, lo que causaría la erosión interna del hormigón [28].

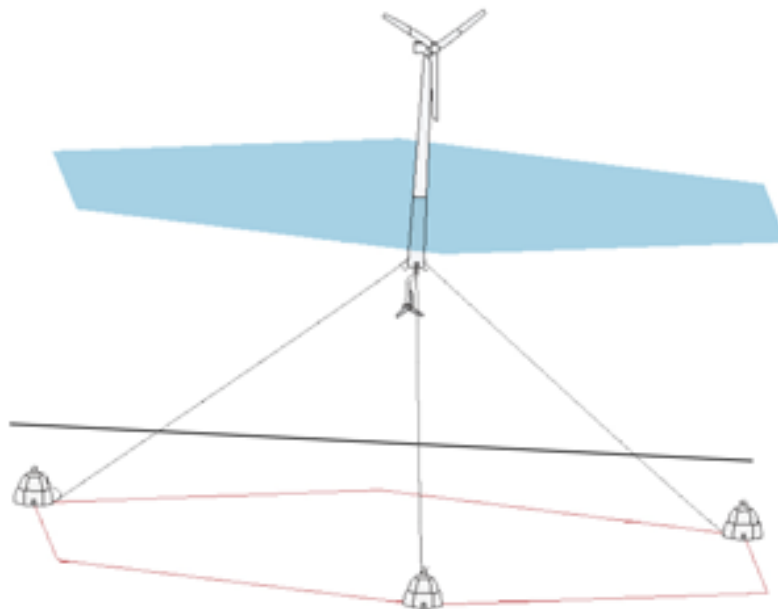


Ilustración 42. Representación de la configuración del sistema ORES como anclaje de líneas de fondeo.

Fuente: MIT

Este tipo de sistema de almacenamiento combinado con parques eólicos flotantes pese a ser extremadamente caro en la actualidad, podría ser una apuesta fiable de futuro para satisfacer gran cantidad de demanda eléctrica incluso en periodos con escasez de viento.

#### 1.4.6 APLICACIONES AL CASO DE ESTUDIO

Debido a la gran cantidad de información recogida en este capítulo, haber profundizado en el estado del arte de la tecnología offshore y en su campo de investigación y desarrollo con la presentación de los proyectos prototipo más representativos y tecnología pionera, pueden recopilarse unas claves que permitan ayudar al lector a darse cuenta de los avances que se han desarrollado para el caso de estudio:

- La baja rugosidad de la superficie marina favorece el desarrollo del perfil de velocidad del viento a menores alturas que en tierra.
- El modelo de aerogenerador más extendido en el mercado offshore es el tripala a barlovento. Un mayor diámetro de rotor supone una generación mayor de potencia.
- En el mercado offshore el desarrollo de la tecnología de aerogeneradores se encuentra encaminado a reducir la inversión económica en tareas de operación y mantenimiento.
- Dentro de los sistemas de fondeo destacan los tipos de pilotes hincados, por su extendida aplicación en la industria petrolera offshore, y los torpedos de percusión gracias a sus buenas condiciones de aplicación en suelos arenosos, como los encontrados en gran parte del Golfo de Cádiz, punto 2.5.
- Las líneas de catenarias pueden combinar tramos de acero y de fibras para abaratar costes.
- La plataforma SPAR pese a haber resultado viable en el proyecto Hywind, tiene una instalación del aerogenerador en alta mar, disparando sus costes e impidiendo remolcar el aerogenerador acoplado a puerto para tareas de mantenimiento.
- Las plataformas flotantes TLP requieren de complicadas técnicas de calado y su mantenimiento supone un reto logístico.
- La estructura SWAY no ha demostrado aún su viabilidad real en alta mar frente a condiciones atmosféricas adversas.

- El sistema de almacenamiento de energía ORES a día de hoy tiene costes de fabricación e instalación demasiado elevados.
- Los resultados de los test realizados del sistema OCAES fabricado en Vectran no son resolutivos, por lo que aún no se ha demostrado su viabilidad técnica a gran escala ni con globos de grandes dimensiones.



## Capítulo 2. Desarrollo de un parque eólico

---

### 2.1 HIPÓTESIS DE PARTIDA

En el presente capítulo va a ser abordada la fase de estudios e previa a las etapas de construcción e instalación del parque, e instrumentos utilizados para ello. En base a sus resultados va a ser propuesto el emplazamiento del parque definitivo. Elegida la localización del parque, deberán ser recogidos los parámetros que garanticen la viabilidad técnica del conjunto del proyecto, así como los factores que pueden estar en contra de su construcción, proponiéndose posibles soluciones ante estos inconvenientes.

En este capítulo también se concretará la tecnología recogida en el capítulo anterior que presentará el parque eólico. Esto es los anclajes, líneas de fondeo, plataforma flotante, aerogenerador y conexión eléctrica elegida en función del resultado de los diversos estudios que van a ser realizados.

Como parte práctica del presente trabajo, en la decisión de escoger el tipo de estructura flotante para albergar el aerogenerador, se desarrollarán modelos de respuesta hidrodinámica ante los parámetros marítimos de la zona obtenidos como resultado de los estudios de oleaje y corrientes. Estos modelos se obtienen con la interacción de dos programas informáticos apoyados por un tercero, desarrollado por ingenieros españoles, para simplificar el uso a nivel usuario.

Tras todo ello, se tendrá una verdadera visión del conjunto del parque y los pasos que se han dado para posibilitar su viabilidad.

### 2.2 LOCALIZACIÓN

La localización definitiva del parque es un punto crítico en el proyecto, ya que de ello depende en gran medida la rentabilidad energética y la viabilidad técnico-económica del mismo. Además de los estudios de viento y batimetría que puedan determinar las características técnicas del parque, han de tenerse

en cuenta aspectos como la presencia de parques naturales protegidos o zonas de pesca para no alterar las actividades de la zona, así como la presencia de astilleros cercanos que presenten las características técnicas y logísticas necesarias para la construcción de las infraestructuras.

Dentro de las posibles localizaciones de la costa española, la localización geográfica de la provincia de Cádiz, ha hecho de ésta uno de los puntos con más desarrollo de energía eólica terrestre, ya que su proximidad al estrecho de Gibraltar, donde se produce el efecto Venturi por el cual la velocidad del viento se acelera de manera exponencial cuanto más cerca se esté del paso del estrecho, así como por las diferencias de temperatura entre el Mar Mediterráneo y el Océano Atlántico, favorecen la creación de corrientes, haciendo de toda esta zona un área con constantes y fuertes vientos.

La batimetría de la zona del Golfo de Cádiz con profundidades mayores a 50 metros, no supondría una imposibilidad técnica ante el caso de estudio que se presenta, en el que se propone un soporte de plataformas flotantes para los aerogeneradores.

Una vez determinados los factores y realizados los estudios previos, se propondrá una localización exacta del parque.

## 2.3 ESTUDIOS

A la hora de elegir el emplazamiento final del parque, es importante acometer un estudio previo de los diferentes aspectos en los que la construcción de una obra de tal magnitud puede determinar la viabilidad del proyecto. Para ello, es indispensable hacerse con la documentación técnica, legal y ambiental pertinente para realizar un balance preliminar. Asimismo, ha de tenerse en cuenta los aspectos sociales, turísticos, económicos, culturales y ecológicos de la zona donde el parque va a ser ubicado que pueden entrar en conflicto con el desarrollo de los trabajos y la operación del parque.

### 2.3.1 Recurso eólico de la zona elegida

Tras haberse evaluado los diferentes aspectos de la zona que pueden entrar en conflicto con el desarrollo del proyecto, es el momento de determinar la zona exacta donde plantear la construcción del parque. Para evaluar un aspecto tan importante como el viento, es necesario dejar de lado la documentación preliminar para pasar a un estudio de medición a tiempo real mediante instrumentos de medida sofisticados que nos proporcionen datos fiables del recurso eólico de la zona de instalación del parque. Es recomendable realizar el estudio a diferentes alturas sobre el nivel del mar, ya que en la fase de estudio no se conoce el modelo de aerogenerador elegido, y por tanto, a que altura exacta hay que conocer las características del viento.

Para ello, el primer paso a dar sería emplazar una torre meteorológica capaz de recoger datos a varias alturas sobre el nivel del mar en el lugar donde se va a emplazar la instalación, de manera que obtengamos la velocidad y dirección del viento a varias alturas, factores que pueden determinar la elección de la altura final del aerogenerador, así como el diámetro del rotor. Se tiene que estar muy seguro del lugar elegido, ya que instalar esta torre meteorológica también flotante conlleva un alto coste.

Finalmente, se deberían conocer las características del viento del lugar donde se emplazarán las turbinas eólicas, para que los ingenieros calculen las cargas que actuarán sobre los distintos componentes de dichas máquinas y verifiquen que no excedan los límites para evitar daños estructurales o deformaciones irreversibles. Para ello, los cálculos deben realizarse para condiciones del viento normales durante las cuales funciona la turbina de viento y, condiciones de viento extremas con períodos medios de retorno de 50 años. Las condiciones de viento extremas se usan para determinar cargas de diseño críticas que la turbina debe resistir durante su vida útil, lo que incluye la velocidad máxima debido a las tormentas y los cambios rápidos en velocidad y dirección del viento.

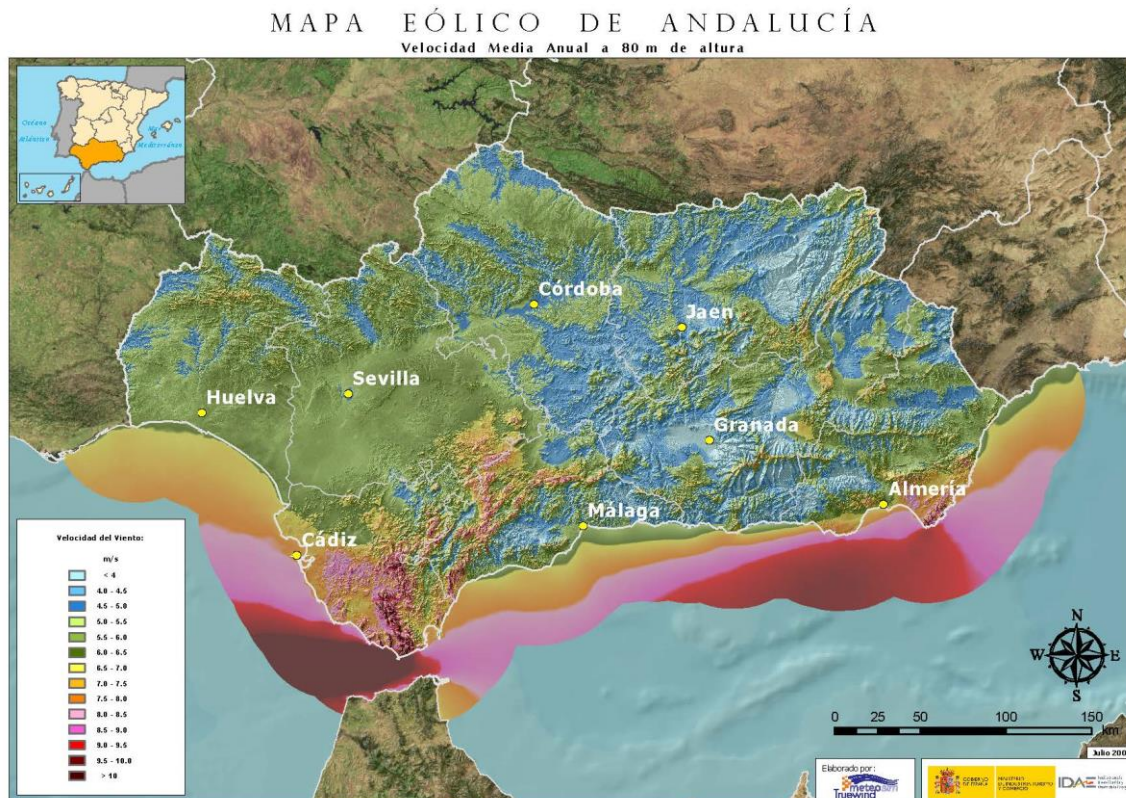
Por suerte, actualmente existen avanzados sistemas de medición específicos para la evaluación del recurso eólico con sistemas como el LIDAR (Light Deection and Ranging) que es capaz de desarrollar un perfil de velocidades vertical hasta los 200 metros de altura sin necesidad de instalar una torre

meteorológica y sensores Doppler implementados en boyas como las desarrolladas por el Pacific Northwest National Laboratory de EEUU [30], o sistemas de simulación que elaboran predicciones a partir de una ingente cantidad de datos históricos que resultan mucho más económicos e igualmente sirven de referencia.

En este caso y ante la incapacidad técnica, gracias al Instituto para la Diversidad y Ahorro de la Energía (IDAE) del Gobierno de España y por medio de su generación de mapas de potencial eólico con sistemas de simulación como el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System) junto con el modelo WindMap se obtienen variables de la costa española como la velocidad del viento, dirección, la densidad del aire y la densidad de potencia eólica a distintas alturas sobre el nivel del mar (30, 60, 80 y 100 metros), aunque es importante tener en cuenta la incertidumbre asociada de los datos al tratarse de modelos sin medición in situ de la localización exacta ni para un determinado modelo de aerogenerador.

Para la adquisición de los datos estadísticos de la región estudiada suelen usarse representaciones gráficas, dibujadas a raíz de las distribuciones de probabilidad, mediante curvas que se aproximan fielmente a la distribución real del viento. Estas curvas representan en tanto por ciento la distribución de la velocidad del viento a una altura dada a lo largo de un periodo de tiempo para un lugar concreto. Su fiabilidad analítica suele ser representativa si existen datos históricos de más de 10 años para el lugar donde se lleva a cabo el estudio [31][80].

En este caso, es la distribución de Weibull la utilizada en las herramientas web que ofrecen Puertos del Estado e IDEA, tanto para estimar las velocidades de viento a la altura de buje del aerogenerador, como para conocer la altura de ola significativa, éste método ha sido el utilizado para la extracción de datos en los siguientes apartados. El método es descrito en el Anexo I.



**Ilustración 43. Velocidad media anual por colores del viento en Andalucía a 80 metros de altura (IDAE) [32].**

En cuanto a la disponibilidad del recurso, se considera [33] que los emplazamientos marinos con una velocidad de viento medio anual inferior a 7,5 m/s a 80 metros de altura harán inviable, tanto técnica como económicamente, un proyecto eólico marino en esa zona.

Sirviéndose de estos mapas, a 80 metros sobre el nivel del mar, que por lo general es la altura de la mayor parte de los aerogeneradores comercializados actualmente, la zona de las costas situadas frente a Cádiz poseen vientos con velocidades medias que superan los 7.5 m/s, por lo que presentan una gran densidad de potencia media anual, que llega a alcanzar valores superiores a 800 W/m<sup>2</sup> casi en la totalidad de las zonas con aguas profundas, como demuestra la Ilustración 44.





**Ilustración 44. Densidad de potencia media anual por colores del viento en Andalucía a 80 metros de altura (IDAE) [32].**

### 2.3.2 Batimetría

El estudio de la batimetría de la zona donde vaya a ser localizado el parque es de vital importancia para el desarrollo técnico y logístico del proyecto a la hora de elegir el tipo de cimientos o sistemas de anclaje del parque eólico.

La batimetría consiste en un estudio del perfil de profundidades del fondo marino y del relieve del mismo, además de que las cartas batimétricas convencionales pueden dar información sobre el tráfico marítimo en superficie. Para la elaboración de las cartas batimétricas tradicionalmente se han utilizado barcos, pero con el desarrollo tecnológico se han podido obtener datos del fondo marino con aviones e incluso con los satélites espaciales para zonas de bajas profundidades.

Por norma general, las campañas de medición batimétrica las llevan a cabo barcos con instrumentos capaces de representar el relieve marino como son [33] [80]:

- Equipos GPS.
- Ecosondas.
- Registradores de movimiento (MSU).
- Hidrófonos (MVS).
- Mareógrafo.
- Sincronizador de señales (SPS).
- Software de navegación y procesado de datos.
- Perfiladores sísmicos de subfondo (SBP) por ondas sonoras.

Para el estudio de la zona del Golfo de Cádiz, las mediciones han sido proporcionadas por el servicio europeo EMODnet (European Marine Observation and Data Network) [35]. Estas mediciones batimétricas fueron llevadas a cabo por el Instituto Oceanográfico Español (IOE) y facilitadas al proyecto establecido dentro del marco europeo. Las mediciones se llevaron a cabo por medio de buques equipados con instrumentos de medida como receptores de DGPS (Differential Global Positioning System) y ecosondas mono haz (single beam).

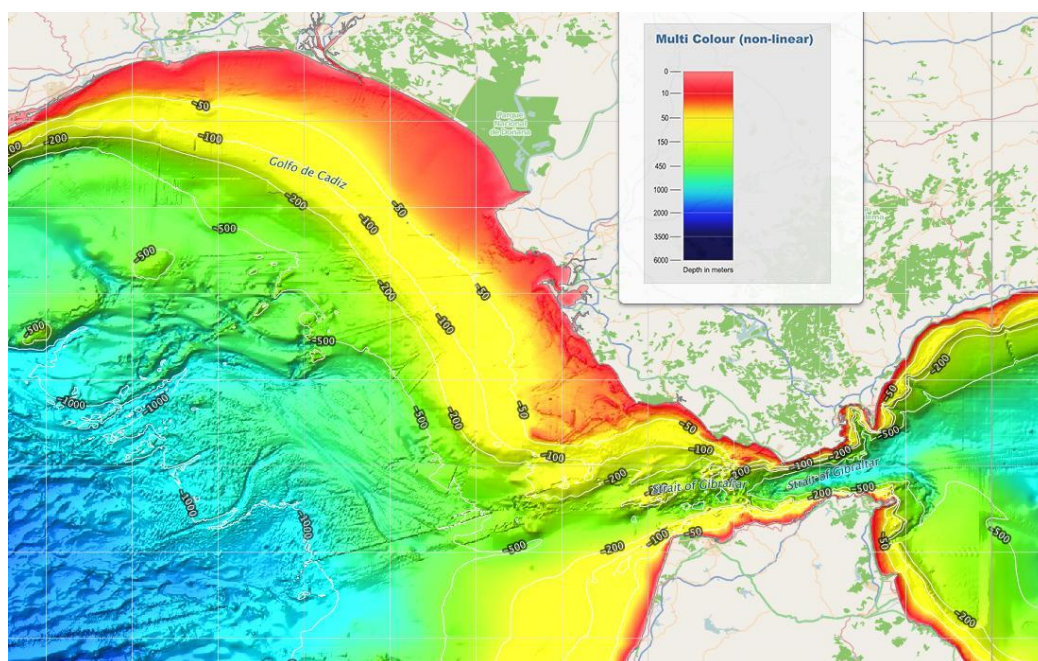


Ilustración 45. Batimetría por colores del Golfo de Cádiz. Portal Batimétrico EMODnet [35].



### 2.3.3 Oleaje

En cuanto al estudio del oleaje, es importante determinar la dirección y la altura de las olas para determinar el tipo de plataforma flotante que debe presentar el proyecto, para que en ningún momento pueda verse comprometida la seguridad y funcionamiento de los aerogeneradores, así como de los equipos humanos que se trasladen hasta el parque.

El oleaje del Golfo de Cádiz viene en gran medida producido por el viento generado sobre el océano Atlántico norte durante la generación de borrascas y los parámetros de vientos presentes en la zona, y dado el resguardo de la península ibérica y la cercanía del estrecho de Gibraltar, el oleaje suele venir desde el oeste o el sudeste.

Organismos como el Centro Nacional de Energía Renovables (CENER) y Puertos del Estado a través del Trade, proporcionan datos históricos y en tiempo real de este y otros parámetros en la Bahía de Cádiz por medio de radares de alta frecuencia [36]:

**Tabla de Alturas Máximas por Meses**  
**Table of Waves Monthly Maximum**  
**Heights**

<b>Hs:</b>	<b>Altura Significante /Significant Height</b>	<b>metros/meters</b>				
<b>Tp:</b>	<b>Periodo de Pico/Peak Period</b>	<b>segundos/seconds</b>				
<b>Dir:</b>	<b>Dirección media de procedencia/Mean Direction, "coming from"</b>	<b>0= Norte/North; 90= Este/East</b>				

Boya de Golfo de Cadiz 1996 - 2015						
Mes/Month	Hs Max./Max. Hs	Tp	Dir	Año/Year	Día/Day	Hora/Hour
Enero/January	6.1	11.7	264	2010	05	05
Febrero/February	5.9	9.1	273	2014	10	01
Marzo/March	5.8	9.8	-	2001	02	14
Abril/April	6.6	15.0	-	2003	13	23
Mayo/May	4.0	11.2	-	1998	11	16
Junio/June	3.5	8.5	-	1997	05	12
Julio/July	2.8	6.7	137	2008	19	09
Agosto/August	3.1	6.9	127	2011	20	00
Septiembre/September	3.6	8.5	-	1999	19	13
Octubre/October	5.6	9.8	235	2005	11	10
Noviembre/November	5.8	12.8	-	1997	26	04
Diciembre/December	6.2	10.7	-	1997	18	02

Ilustración 46. Histórico por meses de parámetros de ola medios en la boya del Golfo de Cádiz. Puertos del Estado [36].

La herramienta web también permite obtener datos concretos, como la altura significativa de ola mediante gráficos, a partir de los cuáles se obtienen los datos a introducir en el programa de modelado del Anexo III.

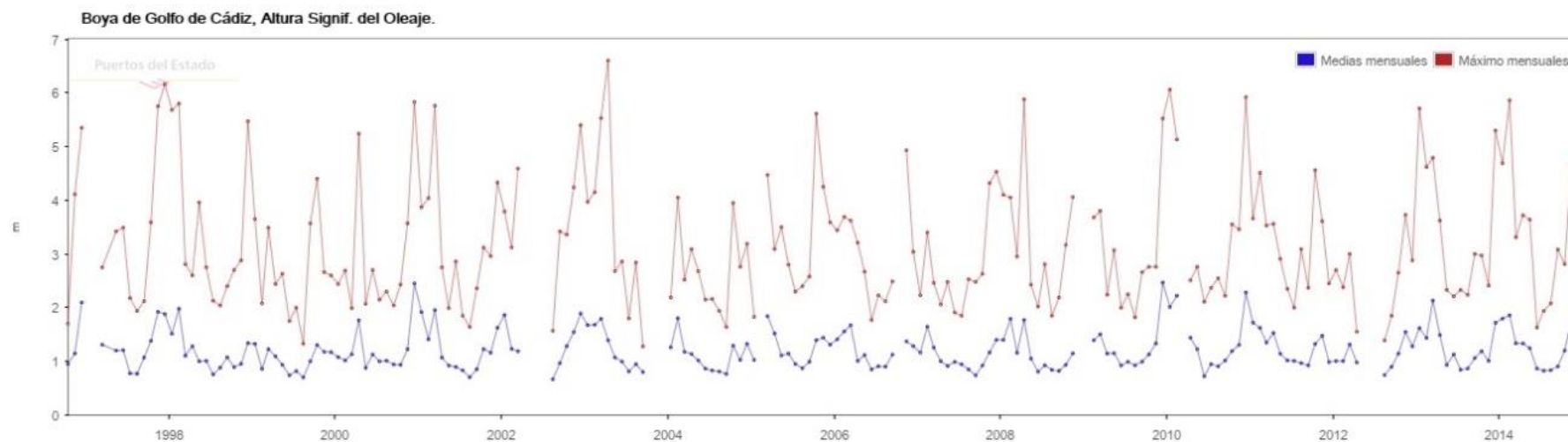


Ilustración 47. Alturas de ola significativa máxima (rojo) y media (azul) para la boya del Golfo de Cádiz. Puertos del Estado [36].

Según estos datos históricos de altura de ola significativa ( $H_s$ ) registrados en el Golfo de Cádiz, puede elaborarse una tabla en la que se muestren los datos medios por meses durante un periodo global desde el año 1997 hasta el 2015:

Mes	$H_s$ media global (m)	$H_s$ máx. media global(m)	$H_s$ máx. histórico (m)
Enero	1.49	3.75	6.1
Febrero	1.53	3.95	5.9
Marzo	1.42	3.54	5.8
Abril	1.42	3.54	6.6
Mayo	1.32	3.41	4
Junio	1.06	2.82	3.5
Julio	0.89	2.15	2.8
Agosto	0.85	2.1	3.1
Septiembre	0.94	2.43	3.6
Octubre	1.16	3.29	5.6
Noviembre	1.32	3.73	5.8
Diciembre	1.63	4.34	6.2

Tabla 4. Media  $H_s$  por meses. Elaboración propia

Se denota que existe una altura significativa de ola bastante constante mes a mes durante un periodo de casi 20 años. Con una altura media del oleaje que en condiciones normales no sobrepasa los 2 metros y que en condiciones adversas por temporales atmosféricos puede llegar hasta los 6.6 metros (máximo histórico).

### 2.3.4 Corrientes

La corriente es fundamental a la hora de diseñar y ejecutar un parque eólico offshore. Las corrientes pueden transportar sedimentos y afectar a los sistemas de fondeo por erosión. También pueden alterar el fondo marino y dificultar el transporte de equipos durante la instalación.

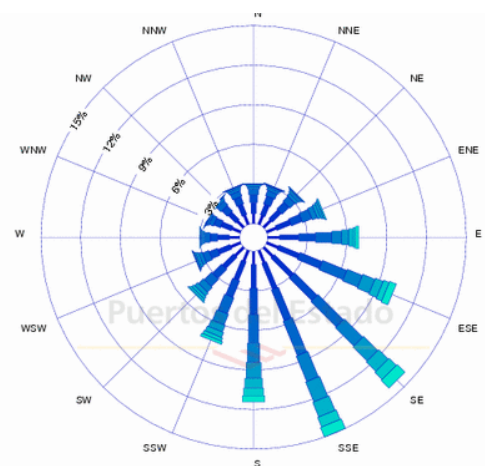


Ilustración 48. Rosa de corrientes de la boya situada en el Golfo de Cádiz. Puertos del Estado.

El Golfo de Cádiz experimenta grandes movimientos de agua a causa de las corrientes debido a su proximidad al estrecho de Gibraltar, estas corrientes sobretodo circulan en sentido sud-sudeste hacia el estrecho. Por lo general no suelen tener altos valores, lo que no significa que que haya actividad de corrientes, no se puede considerar ni mucho menos que el mar en esta zona se encuentre en calma. Tomando como representativo el año 2013 como un año con corrientes por encima de la media histórica de 0.26 nudos, Obtenemos una corriente media anual de 19.65 cm/s, unos 0.38 nudos, con un máximo histórico en junio de 37.2 cm/s, 1.87 nudos:

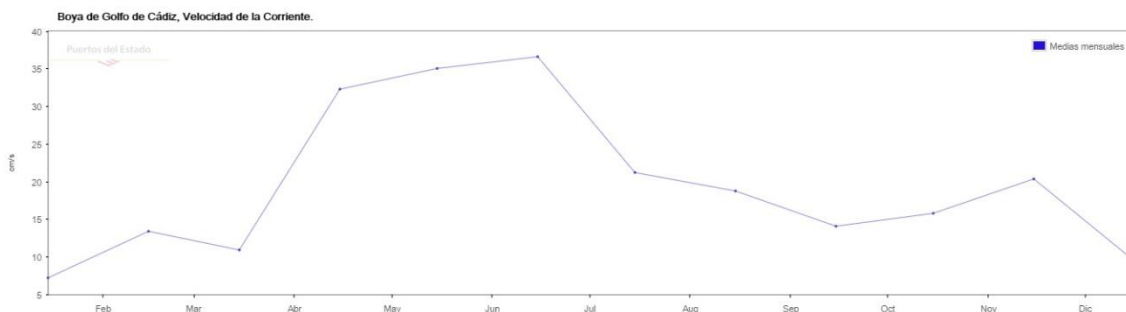


Ilustración 49. Ejemplo del histórico por meses para el año 2013 de la velocidad media de corriente en el Golfo de Cádiz. Puertos del Estado.

Como puede observarse en la imagen radar del día 15 de abril de 2015, proporcionada por el proyecto TRADE enmarcado dentro de la cooperación transfronteriza hispano-portuguesa, frente a las costas del cabo de Roche las corrientes no suelen tener valores tan altos como los que existen en la zona del estrecho (color rojo) producidas por el efecto Venturi que experimenta la masa de agua que atraviesa el estrecho de Gibraltar, si no que registran los valores más bajos de la zona del Golfo de Cádiz (color morado).



Ilustración 50. Dirección y magnitud por colores (rojos altas corrientes y violetas bajas corrientes) de las corrientes en el Golfo de Cádiz el 15/04/2015. Puertos del Estado [37].

### 2.3.5 Salinidad

La salinidad es un parámetro sobre el que deben recopilar datos previos al diseño de la instalación, ya que influye en gran medida a la hora de la elección de los materiales o los tratamientos que deben aplicarse para evitar el fenómeno de corrosión que experimentan este tipo de estructuras instaladas en el mar.

La salinidad del Golfo de Cádiz viene influenciada por factores como la presencia de grandes ríos con aguas fluviales menos salinas que desembocan en el Golfo, como el Guadalquivir y el Guadiana, al igual que la corriente superficial mediterránea, más salina que la atlántica que proviene del estrecho. Típicamente en las corrientes presentes en aguas de la bahía de Cádiz cerca del estrecho el régimen medio de intercambio a través del es un flujo bicapa. En superficie, un agua ligera y de origen atlántico fluye hacia el Este, mientras que en profundidad un agua más densa de origen mediterráneo penetra en el Golfo en su camino hacia el Atlántico norte [38], como se puede observar en la Ilustración 51.

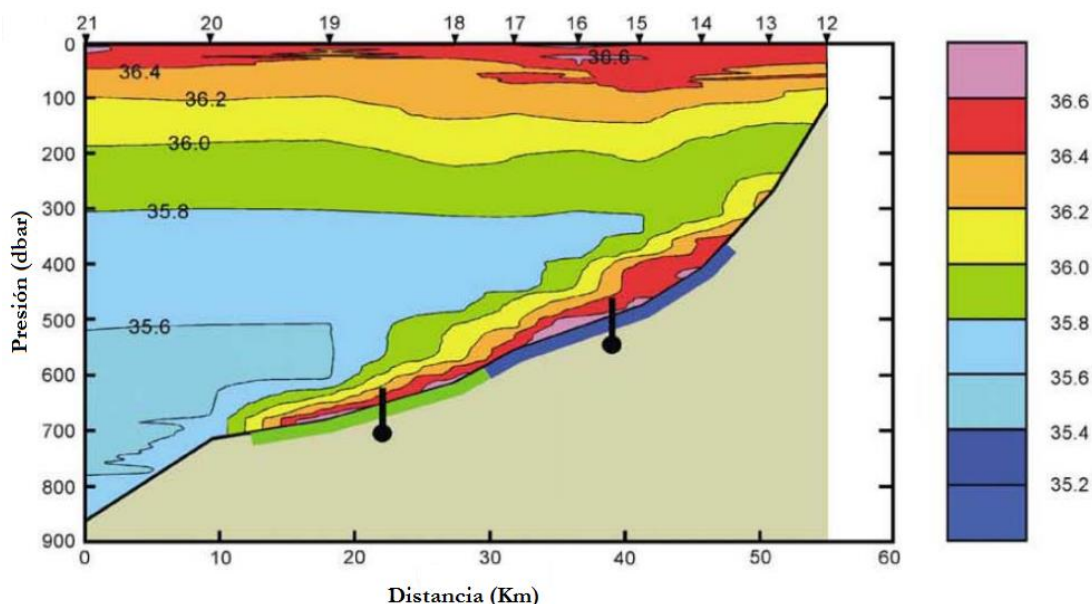


Ilustración 51. Distribución de salinidad por colores (en gramos de sales por kilogramo de agua) por efecto de la corriente mediterránea. Adaptado de [39].

En general, la corriente atlántica presenta un comportamiento lineal en el diagrama Temperatura-Salinidad para valores de 26.6 gramos de sales por kilogramo de agua (psu) a 27.3 psu [40].



Hacia la superficie, se puede encontrar una masa de agua más cálida por el calentamiento solar (más de 16°C) y de mayor salinidad (36.4 psu) [41].

Existen pues diferencias con aguas de características noratlánticas que en condiciones normales se encontrarían a profundidades por debajo de 100 metros. Las corrientes superficiales se sitúan entre 0 y 100 metros, y su temperatura presenta una fuerte variabilidad estacional por factores atmosféricos [42].

El valor medio de la salinidad en el Golfo recogido por las boyas de medición dispuestas por Puertos del Estado, se sitúa entre las 36 y las 37 partes por mil, lo que supone unos 36.5 psu. Este valor supone un incremento de 1 psu respecto del valor promedio de la salinidad del agua atlántica de unos 35.5 psu, lo que supone un coste adicional en la instalación frente a la necesidad de combatir este fenómeno de manera más acusada de lo general.

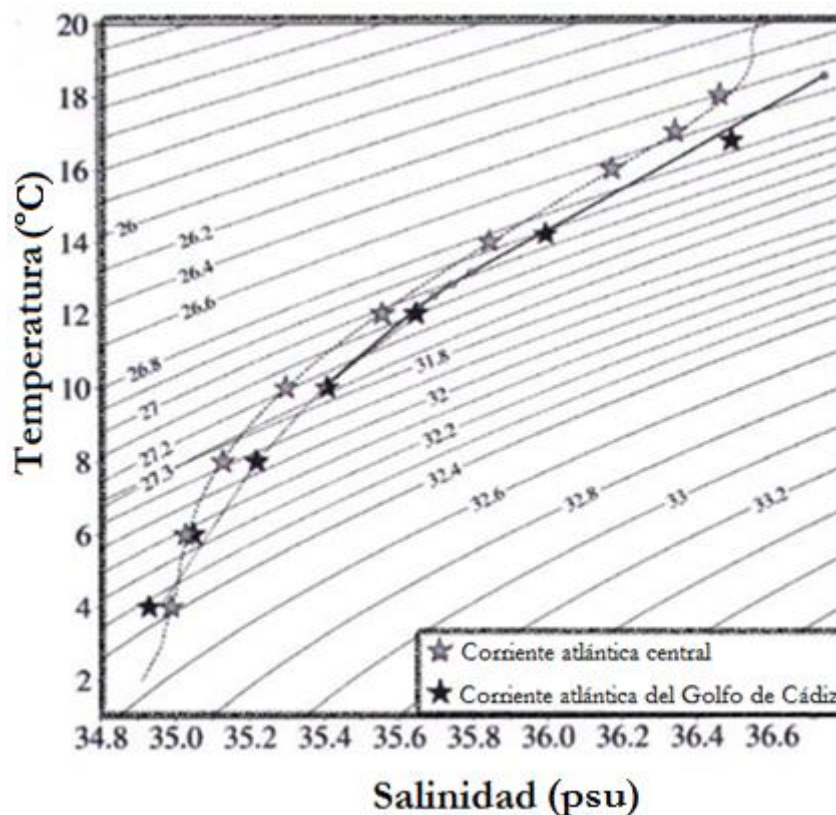


Ilustración 52. Curvas Temp.-Salinidad estándar para corriente atlántica del Golfo de Cádiz (derecha) y corriente atlántica central (izquierda). Modificada de [43].

Por tanto en la zona del Golfo de Cádiz, a priori, la salinidad disminuye con la profundidad y temperatura del agua, pero sin embargo para las zonas cercanas al estrecho a causa de la presencia del agua saliente del estrecho siguiendo el talud continental, se puede encontrar aguas con altos niveles de salinidad a grandes profundidades a causa de la corriente marina mediterránea. Punto clave para las protecciones de ante corrosión de los anclajes y en la elección de los espesores de protección de los sistemas presentados en el punto 3.5.

### 2.3.4 Mareas

Las mareas son las que llevan las corrientes a lo largo de la costa, y es necesario su estudio a la hora de instalar la turbina y acceso al emplazamiento. Este parámetro a estudiar se tiene en cuenta en el diseño de la altura del calado de la plataforma.

LUGAR/LOCATION : Mareografo de Bonanza 2 AÑOS/YEARS : 2005-2015  
MUESTREO/SAMPLING : 1 Hor. EFICACIA/EFFIC. : 93.28 %

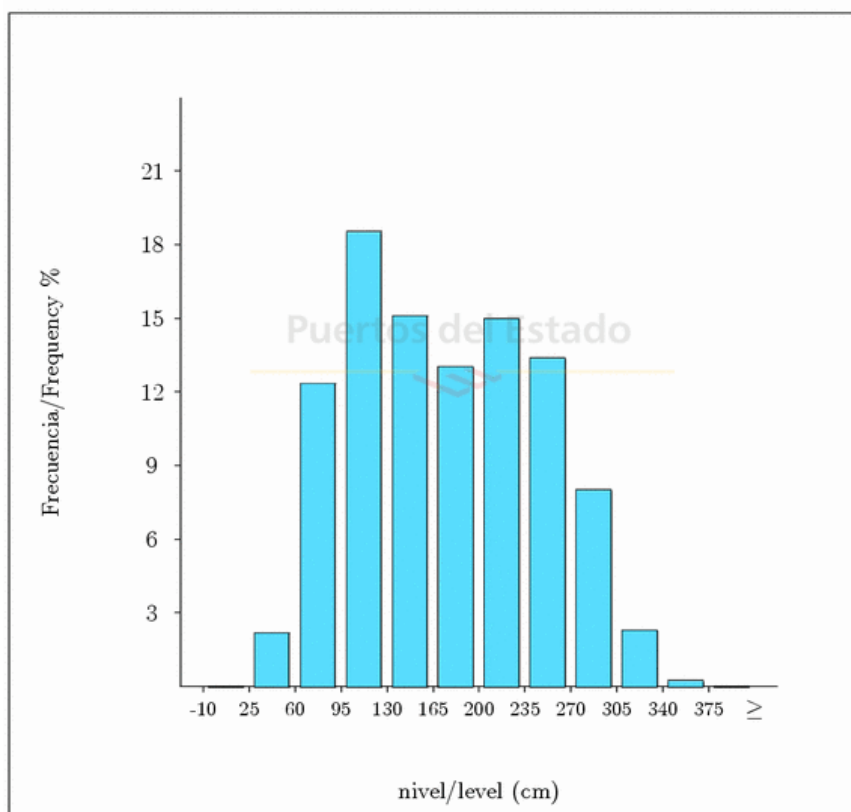


Ilustración 53. Nivel del mar durante la última década Puertos del estado [36].



### 2.3.5 Sismografía

El Golfo de Cádiz presenta una actividad sísmica importante relacionada con el límite de placas Eurasia-África, de tendencia lateral Este-Oeste, que se extiende desde las islas Azores al

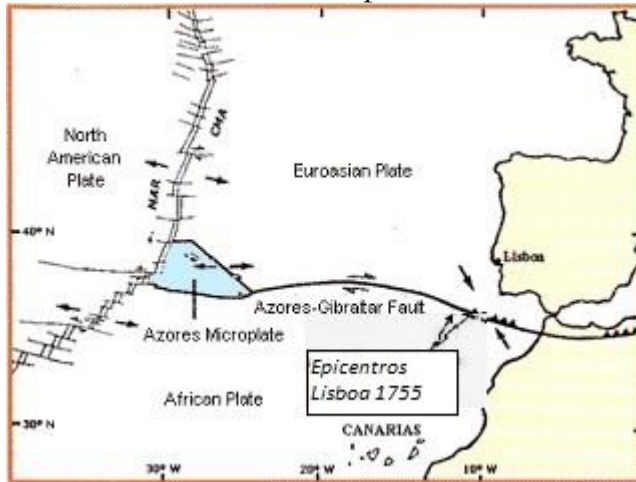


Ilustración 54. Epicentros del terremoto que arrasó Lisboa en los límites de placa cerca del Golfo de Cádiz. Elaboración propia a partir de Fuente.

Oeste, que se extiende desde las islas Azores al

Mediterráneo producida por la falla Azores-Gibraltar.

En esta falla se han producido terremotos tan significativos con el que provocó el gran incendio de Lisboa en el año 1755 que alcanzó una magnitud 9 en la escala Richter.

En el Golfo de Cádiz, la sismicidad se caracteriza por eventos de magnitud baja a

moderada, distribuidos de forma homogénea y la mayor parte a profundidades menores a 20 kilómetros, aunque también a profundidades comprendidas entre 40-160 kilómetros [44][45][46]. Los epicentros se extienden sobre una banda de unos 100 kilómetros m de anchura entre los 36° y 37° Norte de latitud, según una dirección Este-Oeste. Dentro de esta banda, se han diferenciado dos áreas con una actividad sísmica notable: el sector septentrional del Golfo de Cádiz, desembocadura del río Guadalquivir (Banco del Guadalquivir), con una tendencia Noreste-Sudoeste y el área donde se localiza el Banco de Gorringe.

Pese a no producirse frecuentemente terremotos de gran magnitud, puede decirse que la zona del Golfo de Cádiz sí está sujeta a temblores que pueden llegar incluso a producir maremotos que alcancen la costa de Cádiz y causen daños en las infraestructuras presentes en ella con olas que como las que tuvieron lugar en 1755 de hasta 15 metros de altura.

En la Ilustración 55, puede observarse un historial de los terremotos producidos en la zona del Golfo y sur de Portugal, ejemplificando una forma clara las profundidades y magnitud de los mismos.

Es destacable, por tanto, la existencia de una escasa probabilidad de que temblores a bajas profundidades puedan causar daños en los anclajes de las instalaciones en el lecho marino.

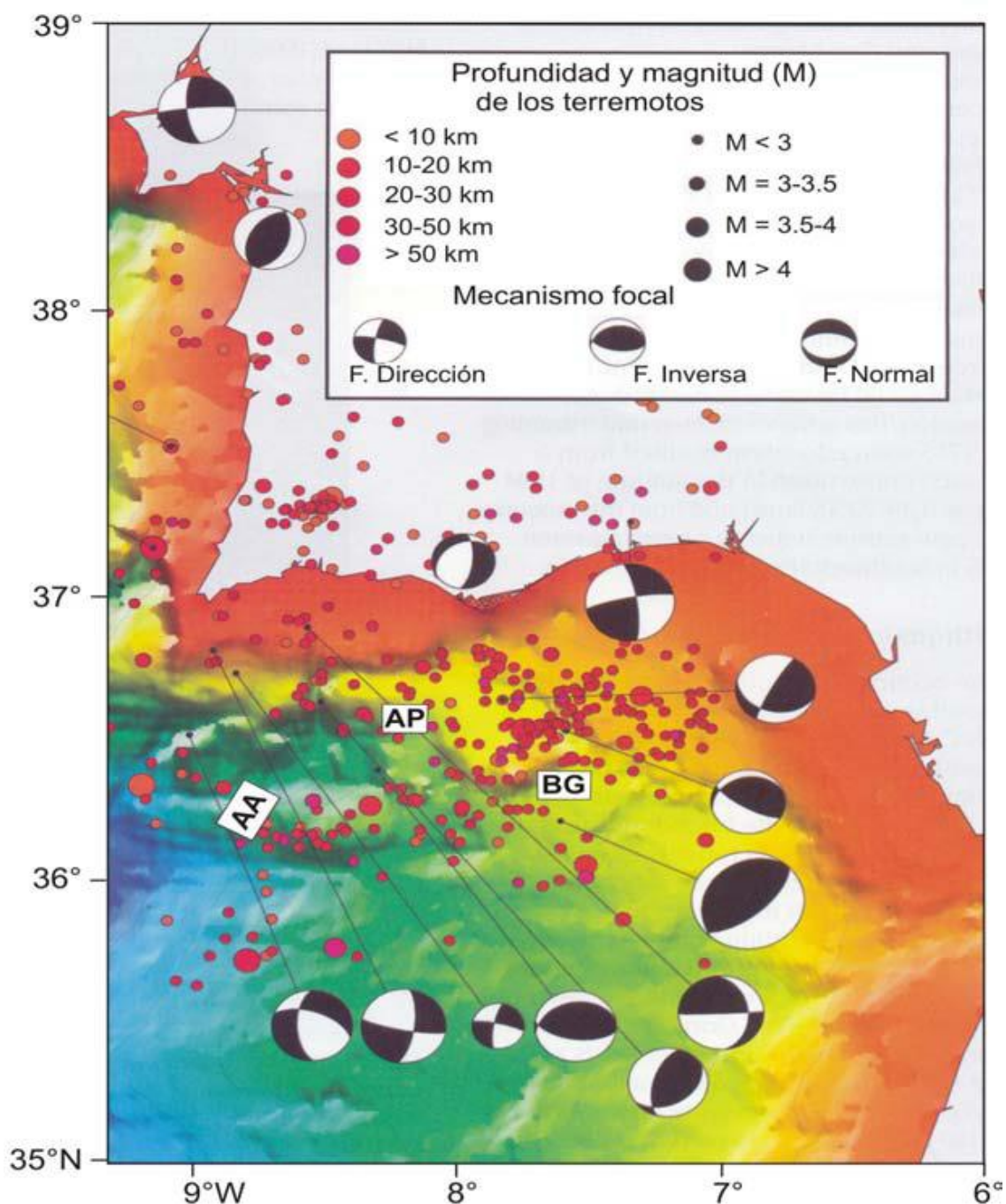


Ilustración 55. Mapa batimétrico con la localización de los principales epicentros de terremotos registrados hasta el año 2000 en el margen del sur de Portugal y Golfo de Cádiz; AP: Alto de Portimao; BG: Banco del Guadalquivir; AA: Alto de Albufeira. Modificado de [47].

## 2.4 VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA VIABILIDAD DEL PARQUE

En este punto se va a realizar una revisión de los proyectos de características semejantes que se hayan propuesto con anterioridad para localizaciones cercanas en el Golfo de Cádiz, con el objetivo de enunciar las razones por las que no ha sido posible su construcción. Con ello se pretende saber cuáles son los factores decisivos en este tipo de construcciones y saber en que puntos apoyar la viabilidad del parque propuesto en el presente trabajo.

De la misma manera, se intenta posicionar en un marco legislativo este tipo de construcciones offshore para saber con que tipo de restricciones comienza un proyecto de estas características en nuestro país.

### 2.4.1 Antecedentes

Han sido varios los proyectos propuestos en esta zona del litoral español con diferentes modelos y empresas interesadas debido a que toda la costa cercana al estrecho de Gibraltar es rica en recurso eólico, siendo esto motivo de atracción para empresas inversoras que prevén rentabilidad con este tipo de instalaciones offshore. Sin embargo, la negativa social al desarrollo de este tipo de proyectos ha bloqueado su desarrollo en esta zona.

Los proyectos más concretos llevados a propuesta han sido dos, Las Cruces del Mar situado al noroeste de la provincia de Cádiz y Mar de Trafalgar cuya localización sería más cercana al estrecho, frente a los municipios de Conil, Vejer y Barbáte. También existen entre otros hasta otros tres proyectos sin concretar como son Costa de la Luz y el Banco de Trafalgar abanderados por Iberdrola con una potencia de 498 MW y 83 molinos cada uno y el de Endesa en la misma zona con 100 molinos y 250 MW.

Las características de proyecto Cruces del Mar publicado en el año 2010 y llevado a cabo por el consorcio de Gadir formado por la Universidad de Cádiz, el grupo de empresas Magtel y el municipio de Chipiona estimaban la

construcción del parque frente a Rota y Chipiona compuesto por 130 molinos que producirían una potencia de 400 MW. Las velocidades del viento medias de la zona estarían en un rango comprendido entre los 7.5 y 8 m/s con una gran densidad de potencia. El tipo de cimentaciones para los aerogeneradores sería tipo jacket para unas profundidades que van desde los 25 hasta los 45 metros, mientras que el aerogenerador óptimo tendría una altura de buje de 85 metros y un diámetro de rotor de 110 metros. Todo ello con una inversión estimada de 1400 millones de euros.

El otro proyecto denominado Mar de Trafalgar es el más ambicioso propuesto y más desarrollo administrativo tuvo, con una potencia estimada de 1000 MW producidos por 278 aerogeneradores de 3.6 MW y 2500 millones de euros de inversión. En un primer momento el proyecto comenzó a tramitarse por la empresa EHN (Energía Hidroeléctrica de Navarra) desde el año 2000 que comenzó a realizar los primeros estudios de la zona, para pasar más tarde a formar parte de Acciona, que prosiguió con el proyecto. El parque estaría situado a unos 18 kilómetros del cabo de Trafalgar e integraría la construcción de unas 500 jaulas de acuicultura intensiva, combinando la producción de energía eólica y la actividad piscícola. El proyecto no se ha desestimado por completo aún en la actualidad.

Sin embargo, pese a ser grandes apuestas de futuro en el sector energético y descubrirse como prometedoras fuentes de trabajo para la economía local de la zona, todos estos proyectos no han sido llevados a cabo por la oposición social de la comarca de Cádiz por miedo a que las principales fuentes de ingresos económicos como son el turismo y la pesca se vean afectados por la construcción de los parques eólicos offshore.

#### 2.4.2 Normativa y legislación aplicable

La construcción de infraestructuras marinas dedicadas al sector eólico es bastante reciente, y por tanto, las regulaciones administrativas y legislativas no son excesivamente maduras en contenido y forma tanto si nos referimos a un marco europeo como a nivel nacional.



Las organizaciones reguladoras más representativas a nivel europeo son la EWEA (European Wind Energy Association) junto con la Comisión Europea. Pese a no estar muy definidas las estrategias legales de las energías renovables en el marco europeo, recientemente el director de la comisión Jean Claude Juncker y el comisario de energía del Parlamento europeo Miguel Arias Cañete [48] han llegado a un acuerdo por petición de la EWEA y la Asociación Eólica Española de la creación de una Unión Energética Europea que entre otras ocupaciones se encargue de establecer un marco regulador común en cuanto al suministro y mercado de energía por parte de fuentes renovables.

Actualmente a nivel europeo únicamente existen objetivos marcados para el año 2020 sin un marco regulador común, pero parece que desde Europa se insta a la creación de un programa legislativo en cada país miembro de la UE, ya que normalmente la eólica offshore queda excluida de los programas energéticos regulatorios nacionales [3].

Por su parte, España formuló el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio 2007 [49], por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, en el que se enuncian en su artículo 2 los requisitos para la construcción de un parque eólico, estableciéndose que la potencia mínima del parque debe ser superior a los 50 MW.

Pese a los esfuerzos de simplificación de trámites legislativos, por lo general, la mayoría de los países miembros no ha adecuado sus leyes marítimas para la designación de proyectos, por lo que los trámites pueden demorarse en el tiempo, incrementando los costes de construcción significativamente.

En el caso de España las jurisdicciones territoriales de las zonas marítimas establecidas por la ley [50] 9/1992 de *Transferencia de Competencias a Comunidades Autónomas que accedieron a la autonomía por la Vía del Artículo 143 de la Constitución*, crean un conflicto de intereses entre gobierno central y autonómicos que no ha quedado resuelto e impide, en muchos casos, el desarrollo de este tipo de proyectos. Por ello, parece claro que se necesita un recorrido marcado y conciso para la tramitación de licencias, que acorte los tiempos administrativos y anule las desigualdades en el desarrollo de la tecnología de unas comunidades autónomas a otras.

Otra medida del gobierno español tomada en cuenta en el presente trabajo para su desarrollo, es la Ley 21/2013, de evaluación ambiental, con fecha de última modificación el 2 de marzo de 2015. En su artículo 45 se recogen los requisitos de los estudios ambientales que deben ser presentados al gobierno central (además de los presentados al gobierno autonómico). En la medida de lo posible, se ha intentado satisfacer estos requerimientos en el siguiente punto 2.4.3.

### 2.4.3 Factores ambientales

El hecho de que cada vez llevar la localización de los parques al mar y emplazar aerogeneradores de mayor tamaño que aprovechen mejor el potencial eólico, ha sido el causante de la controversia creada a partir de las posibles implicaciones que tienen estas actividades en la vida marina, que actualmente ya se ve afectada por efecto de otros agentes externos como la sobreexplotación de la pesca, contaminación de aguas marinas a causa de vertidos, la subida global de la temperatura del agua o el incremento en los niveles de acidez del océano. Del mismo modo existen problemas asociados directamente con los aerogeneradores como son las muertes de aves, contaminación acústica y visual o interferencias electromagnéticas.

Desde que se instaló el primer parque eólico marino en el año 1991 se han recogido estadísticas de problemas ambientales generados por este tipo de infraestructuras y parece que los problemas típicos de los parques terrestres han sido paliados con la construcción de parques offshore por la distancia existente a la costa, pero se han desprendido otros problemas que pueden comprometer el medio marino, muchos de los cuales aún se sabe poco. Estos son los siguientes:

- Problemas de impacto acústico durante la construcción del parque, especialmente durante la instalación de los cimientos y anclajes.
- Alteración de la vida marina debido a la cantidad de operaciones aéreas y marítimas durante las labores de sondeo, construcción y mantenimiento.



- Generación de sedimentos en suspensión durante las tareas de instalación.
- Muertes por colisión de aves y otros organismos con las estructuras y/o aerogeneradores.
- Creación de arrecifes marinos artificiales por la presencia de estructuras y líneas de fondeo que hagan proliferar un determinado tipo de especies, poniendo en peligro la biodiversidad.
- Problemas a largo plazo debido a la excitación de las aguas y el ruido generados a causa de la operación continuada de los aerogeneradores.
- Impactos electromagnéticos resultantes de la presencia de cables de alta tensión submarinos que pueden afectar a las rutas habituales de especies marinas.
- Impacto térmico que pueda causar el agravar impactos provenientes de otras actividades o fuentes.
- Impactos a causa del incremento de tráfico marítimo por operaciones en fase de resolución de problemas de mantenimiento.
- Impactos durante la retirada de elementos estructurales para su mantenimiento o su desmantelamiento, especialmente si se utilizan cargas explosivas.

Así como anteriormente se ha dicho que los problemas típicos derivados de los parques eólicos terrestres se ven paliados en cierto modo con los parques offshore, la contaminación acústica y el electromagnetismo pueden afectar de una manera indirecta al ecosistema marino de la zona cercana al punto de instalación derivada de los puntos arriba expuestos, planteando un riesgo para peces, organismos invertebrados y mamíferos marinos que pueden verse alejados de su hábitat natural por el ruido que puede causar interferencias en relaciones paterno filiales entre cetáceos como el delfín o las ballenas, vibraciones y señales electromagnéticas capaces de elevar la temperatura de su entorno.

Un punto muy a tener en cuenta en instalaciones que precisen de extensos sistemas de fondeo es el llamado efecto de arrecife artificial (artificial reef effect). Existen numerosos estudios que atribuyen a los anclajes de plataformas offshore la causa de una proliferación de organismos invertebrados y peces. Este fenómeno ha sido observado en plataformas

petrolíferas, donde la densidad natural local de estos organismos era superior que antes del emplazamiento de este tipo de instalaciones y que zonas aledañas. Pero con el inconveniente de que las nuevas especies emergentes se diferenciaban de las autóctonas del lugar, comprometiendo la biodiversidad natural de la zona e introduciendo cambios en la cadena trófica.

También esta proliferación de especies, sobretudo de algas y plancton [51], puede atraer a especies locales de peces y marisco en busca de alimento, produciéndose un efecto migratorio desde sus hábitats tradicionales, lo que puede afectar a las actividades pesqueras de la zona. Este efecto “llamada” sobre todo puede relacionarse con plataformas flotantes con múltiples líneas de anclaje donde se facilita la proliferación de algas y moluscos adheridos a las catenarias o tendones [52].

Los cambios físico-químicos que puedan experimentar ecosistemas por la aparición de arrecifes artificiales sobre estructuras de hormigón en lechos arenosos también vienen influidos por un cambio en la temperatura del agua.

Todo ello hace esperar que si el emplazamiento de la instalación es en localizaciones con lecho marino arenoso o arcilloso, el llamado efecto arrecife artificial haga que el ecosistema pase a ser más similar a hábitats cuya flora se identifique con arrecifes y corales.

En cuanto a la cantidad de epifauna que pueda adherirse a la plataforma debe hacerse una estimación de su contribución en masa para ver si pueden verse alterados los movimientos de respuesta frente al oleaje así como si su estabilidad puede verse comprometida. Para ello lo más útil sería analizar las semejanzas de la instalación con otro tipo de instalaciones en mar abierto ya testadas durante varios años [53], a poder ser cercanas a la localización o semejantes en niveles de temperatura y salinidad del agua, en las cuales se hayan realizado estudios de este tipo, tanto en las superficies horizontales como verticales de la plataforma, así como sus líneas de anclaje.

Cerca de la zona de instalación del parque, frente a las costas de Faro (Portugal), se han confirmado los cambios físico-químicos por la aparición de un arrecife artificial con estructuras submarinas en lecho arenoso. Se produce un cambio de la cadena trófica propio de la zona, así como en los niveles de nitratos, amoníaco, silicatos y nitrógeno disuelto en el agua. De la misma manera, un aumento en la temperatura del agua afecta de manera directa,

acelerando estos cambios, como confirma [54] en su estudio durante un periodo de 2 años de una estructura submarina de hormigón.

Respecto a los problemas de un parque eólico offshore relacionados con los ya existentes en parques terrestres se destacan:

- Riesgo de colisión de aves: Sobre todo en este factor influye la localización del parque respecto a la ruta de tránsito de aves migratorias y, en menor medida, la altura alcanzada y distribución de los aerogeneradores. Pese a que es difícil contabilizar el número de muertes de aves a causa del golpe contra una de las palas del aerogenerador en mar abierto, parece seguro que para minimizar este riesgo es favorable una distribución de aerogeneradores en grupos en vez de en largas filas.

Por otra parte, altas alturas de buje, palas largas y bajas velocidades de paso aumentar el riesgo de colisión.

Otros factores como las especies de aves que sobrevuelan la zona, las condiciones meteorológicas que hagan descender el vuelo y la atracción de las aves por las luces preventivas de navegación de los aerogeneradores son otros factores que influyen en el aumento de mortalidad.

- Ruido: La contaminación acústica en este tipo de entornos afecta tanto en la fase de construcción del parque como en la operación del mismo a lo largo de los años. Si en la instalación de los cimientos o anclajes de los aerogeneradores se utilizan métodos como pilotes de succión o hincados que pueden producir ondas sonoras de hasta 250 decibelios, interfiriendo en las comunicaciones de algunas especies vertebradas. La presencia de especies marinas que más acusan este ruido debido a su desarrollada sensibilidad acústica son los cetáceos y focas, quienes la utilizan para comunicarse, orientarse y sortear depredadores. También los peces pueden llegar a percibir el ruido de maniobras de anclaje y cimentación, impidiéndoles recibir otros sonidos y llegando a perder la orientación en lugares en los que su vista no les es suficiente [55]. De igual manera durante el periodo de operación existen estudios que demuestran que a causa del ruido de aerogeneradores de 2 MW, focas y marsopas se ven ahuyentadas del

lugar, ya que pueden percibir el ruido a 100 metros de distancia en el caso de las focas y 1 kilómetro en el de las marsopas. Estos resultados serían aplicables a las especies de orcas y otros cetáceos que cruzan el estrecho de Gibraltar.

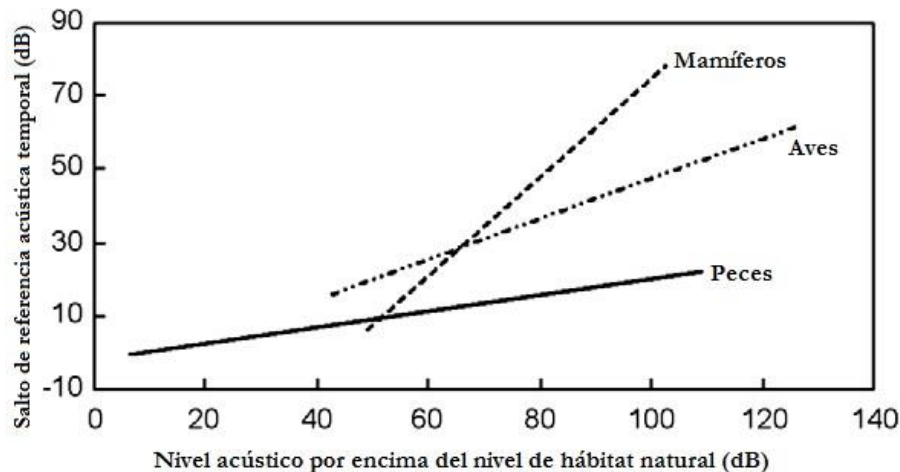


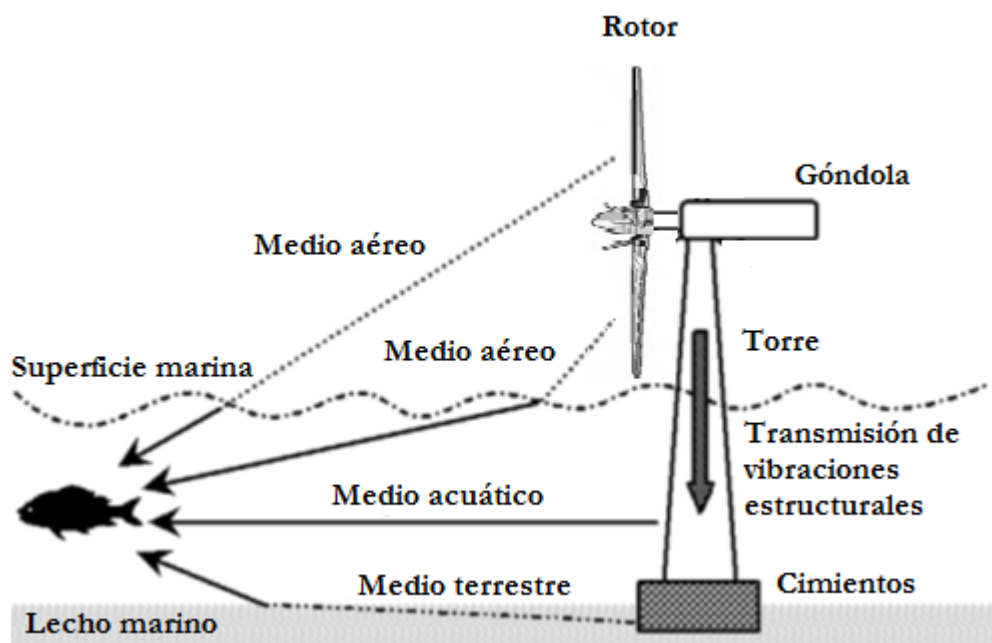
Ilustración 56. Relación de ruido respecto al del hábitat natural (dB) y el salto producido por contaminación acústica. Elaborado a partir de [56].

- Interferencias electromagnéticas y aumento de temperatura del agua:

Al ser necesaria la operación sistemas de transformación y transporte de la energía eléctrica en este tipo de instalaciones, se crean campos electromagnéticos comparables al terrestre. Debido a ello, animales como anguilas, tortugas y peces elasmobranquios (mantas, rayas, tiburones, etc) que basan sus rutas de migración en señales geomagnéticas. A parte de este hecho, no es seguro que afecte a su salud, aunque estudios ponen de manifiesto que de largas exposiciones de estos animales a señales electromagnéticas derivan en problemas cardiovasculares, reproductivos e inmunológicos [57].

Otro punto derivado de este problema es el incremento de temperatura en aguas y sedimentos cercanos a la instalación. Aunque este efecto no es demasiado acusado, en combinación con otros factores puede ser significativo.

- **Vibraciones:** Los aerogeneradores producen vibraciones y ultrasonidos inaudibles por el oído humano, pero cuyas frecuencias vibratorias pueden atravesar el agua y la piel de ciertos peces e inhabilitar su capacidad natural de previsión de terremotos y tsunamis al enmascarar las vibraciones relacionadas con estos fenómenos naturales. Por ejemplo, las vibraciones estructurales experimentadas por la torre del aerogenerador son transmitidas hasta los cimientos en el lecho marino, llegando por medio acuático y terrestre hasta las especies marinas, aunque no se ha realizado un estudio que determine el alcance real de stress que pueden causar en las especies marinas autóctonas.



**Ilustración 57. Transmisión de vibraciones y ruido durante operación del aerogenerador.**  
Modificado de [59].

- **Proyección de sombras:** La altura de los aerogeneradores causa sombras a la salida y puesta del Sol, pero en instalaciones alejadas de la costa este efecto apenas es perceptible. El efecto llamado “Flicker Shadow” también tiene que ser estudiado para que no se supere un límite de tiempo diario de sombras intermitentes sobre las viviendas o zonas sensibles cercanas al parque. En el caso de estudio, al encontrarse en mar abierto este fenómeno no tiene que ser estudiado en profundidad.

#### 2.4.4 Factores geofísicos

La descripción geofísica de los estratos sedimentarios marinos tiene un amplio rango de aplicaciones:

- Determinación del espesor de paquetes sedimentarios no consolidados (mapa de espesores sedimentarios o isoplacas)
- Delineación del estrato rocoso (bed rock)
- Estimación en costos de dragado
- Arqueología submarina
- Detección de depósitos de biogás
- Estudios ecológicos

Este tipo de factores ayudan a definir una distribución y diseño detallado de los anclajes de las plataformas, al igual que la ruta de cableado para el transporte de electricidad.

Así, los diferentes tipos de estratos sedimentarios del suelo marino que sean hallados y sus respectivas profundidades pueden determinar la viabilidad de diferentes fases de diseño. La existencia de suelos arenosos y arcillosos es preferible a suelos rocosos que disminuyen el espectro de opciones tecnológicas viables y repercuten en el incremento económico con respecto a la tecnología que debe ser utilizada en la construcción del parque, siendo la dinámica de sedimentos otro factor igual de importante.

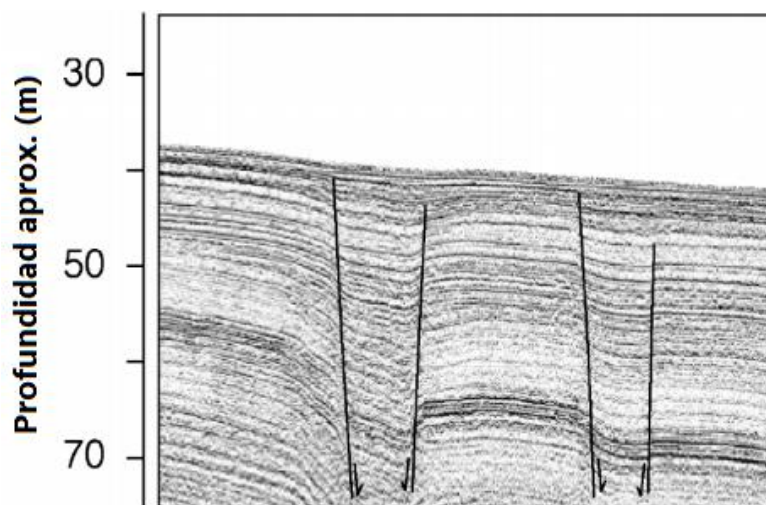


Ilustración 58. Ejemplo de detección de dos conjuntos de fallas, interrumpiendo la continuidad lateral de un paquete sedimentario estratificado. Fuente: Bentos Servicio y Equipos Marinos Ltda.



Del mismo modo también pueden ser hallados restos arqueológicos de navíos hundidos tanto en superficie como semienterrados por el movimiento de sedimentos que impidan la construcción en una zona determinada debido a su valor artístico e histórico.

También pueden existir zonas de exclusión con gran cantidad de corales y organismos bentónicos, al igual de zonas que comprometan el transporte de alimentos por medio de movimientos antropogénicos de sedimentos, ya que debe ser tenido en cuenta para no crear un déficit del flujo de sedimentos debido a actividades durante el amarre e instalación de las plataformas. Estas zonas suelen localizarse a bajas profundidades, donde la luz solar es capaz de penetrar hasta el fondo marino.

#### 2.4.5 Factores socioeconómicos

La aceptación de la construcción del parque entre la población de la zona donde va a ser construido es uno de los requisitos más importantes para que el proyecto se lleve a cabo. Es necesario evaluar los factores socioeconómicos concretos para cada proyecto, ya que estos suelen encontrarse muy relacionados con las actividades de la población y su percepción (mostrada en el Anexo II) ante este tipo de grandes infraestructuras.

Para el caso concreto de Cádiz, las razones esgrimidas por grupos sociales posicionados en contra para anteriores proyectos como “Mar de Trafalgar” son las siguientes [60]:

- Su interferencia con tradiciones económicas y culturales locales como la pesca de almadraba, con la consiguiente pérdida de los empleos que dependen directa o indirectamente de ellas.
- Las vibraciones producidas por los aerogeneradores provocarían cambios en las rutas migratorias de los atunes, y los barcos de pesca artesanal verían dificultado su trabajo por la ubicación de los mismos.
- Frente al empleo de calidad proporcionado por la pesca tradicional, el empleo ofrecido por el parque eólico es fundamentalmente temporal y cualificado.

- Hay especies marinas en la zona que aparecen incluidas en el Catálogo de Especies Amenazadas (Orden del 9 de Junio de 1999, BOE del 22.6.99), como la caracola, el puercoespín marino, y la lapa ferruginea.
- El turismo puede verse afectado por el impacto visual de los aerogeneradores.
- El Cabo de Trafalgar es una zona de gran valor histórico y arqueológico. Además de la Batalla de Trafalgar, los fondos marinos de la zona conservan rastros de fenicios, romanos y árabes que forman parte del patrimonio cultural español aún sin explorar.

Una de las razones más contundentes para la oposición de las organizaciones pesqueras de la zona, como la Asociación Gaditana en Defensa de la Naturaleza (AGADEN) y los grupos almadraberos con importantes ingresos económicos de los municipios afectados, es la posible limitaciones en maniobras con barcos y la posible reducción del número de capturas, ya que la localización del parque puede interrumpir rutas migratorias del atún rojo, conllevando el cambio de ruta tradicional. Este es el aspecto que termina por poner a gran parte de la población en contra al sentir que puede poner en serio peligro la integridad económica de toda la zona.

Un estudio sobre cómo afectaría la instalación, en cuanto a contaminación acústica del parque eólico marino y los barcos logísticos, sobre el atún rojo sería lo ideal para plantear medidas de gestión en una zona donde la importancia económica de esta especie tiene un peso tan significativo

Otro principal factor es el impacto paisajístico del parque, lo que preocupa sobre todo al sector dedicado al turismo por la creencia de la disminución turistas a causa de que los aerogeneradores afean la belleza natural de sus playas. Este impacto visual es muy subjetivo y depende de cada persona, pero no cabe duda de que cuanto mayor sea la distancia del parque hasta la costa, la percepción del mismo se ve reducida por la curvatura de la Tierra.



**Ilustración 59. Representación del impacto visual generado en la costa para un aerogenerador de 150 metros de altura de buje a diferentes distancias. Fuente: MINETUR.**

Estudios sociales realizados en diferentes poblaciones destacan que la percepción de turistas ocasionales frente a la instalación de parques eólicos puede llegar a ser percibida como una fuente de recurso natural positiva que revalorice la riqueza ecológica de la zona, e incluso exista un turismo que se vea atraído por la presencia del parque eólico. Sin embargo, es la población local y el turismo tradicional el que busca la preservación del entorno natural tal y como se ha conservado durante las últimas décadas, sin los recursos naturales sean usados para un uso más industrial [61][62][63]. En el caso de Cádiz las encuestas en el sector turismo indican que la población no acepta este tipo de proyectos, pese a que sin embargo, si se han visto con mejores ojos la construcción en la zona de parques eólicos terrestres.

Ante esta coyuntura social y económica es necesaria una estrategia corporativa del conjunto del proyecto para tener en cuenta las exigencias sociales, y saber mostrar beneficio de la construcción con las ventajas que pueden presentarse a la población local. Este hecho derivaría en el cambio de percepción política de los municipios que, en ningún caso, pretenden enfrentarse a los intereses de la población local y tendrían una actitud más receptiva hacia este tipo de proyectos.

Las lecciones que han podido extraerse de proyectos llevados a cabo en el mar del norte y mar báltico que ya cuentan con largos periodos de operación, indican la utilidad de estrategias que tienen por objetivo la apertura clara del proyecto tanto a instituciones como población, lanzando campañas de información y demostración, incluso la población más joven con cursos educativos. Es interesante también abrir una plataforma web sencilla en la que

cualquier usuario sea capaz de ver las características del parque y los estudios llevados a cabo, permitiendo incluso indicar por convenio de diferentes asociaciones la localización final del parque [64].

Por su parte, los ministerios de Industria y Medio Ambiente también deben actuar en favor de estos proyectos por medio de acondicionamiento de centros de exhibición de energía eólica offshore, como los que ya existen en otras energías, como en la nuclear por parte del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN).

Para hacer más atractivo este tipo de proyectos a los gobiernos locales, es necesario resaltar la potenciación de otros sectores de la economía local, como la industria marítima y portuaria con gran tradición en la provincia de Cádiz. Buscar alianzas con compañías arraigadas en la zona y con buena percepción local por su imparcialidad de intereses, es una baza a favor y que pueden hacer de intermediarios entre la ciudad y el proyecto. Así, empresas como Dragados Offshore SA que proporciona un importante número de puestos de trabajo (716) a toda la zona con dos grandes plantas portuarias en Algeciras y Puerto Real sería un interesante aliado en el proyecto. Otro importante aliado sería FYSER XXI SL cuya labor de intermediación en la prestación de servicios de consultoría y gestión en el ámbito formativo y estudios socioeconómicos y de opinión podría ser clave para interactuar con PYMES y población.

Por último, estrategias turísticas una vez construido el parque que potencien otras actividades lúdicas atractivas para el turismo, pueden ayudar al desarrollo de la economía local. Para una buena gestión de las mismas se llevan a cabo actividades como son rutas en barco, paseos en helicóptero, puntos de información o miradores equipados con prismáticos turísticos. También podría aprovecharse el parque como un lugar llamativo para realizar cursos de buceo. Gracias al clima cálido y soleado que caracteriza a la zona gaditana la mayor parte del año, estas actividades serían viables durante amplios periodos.

## 2.5 EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE

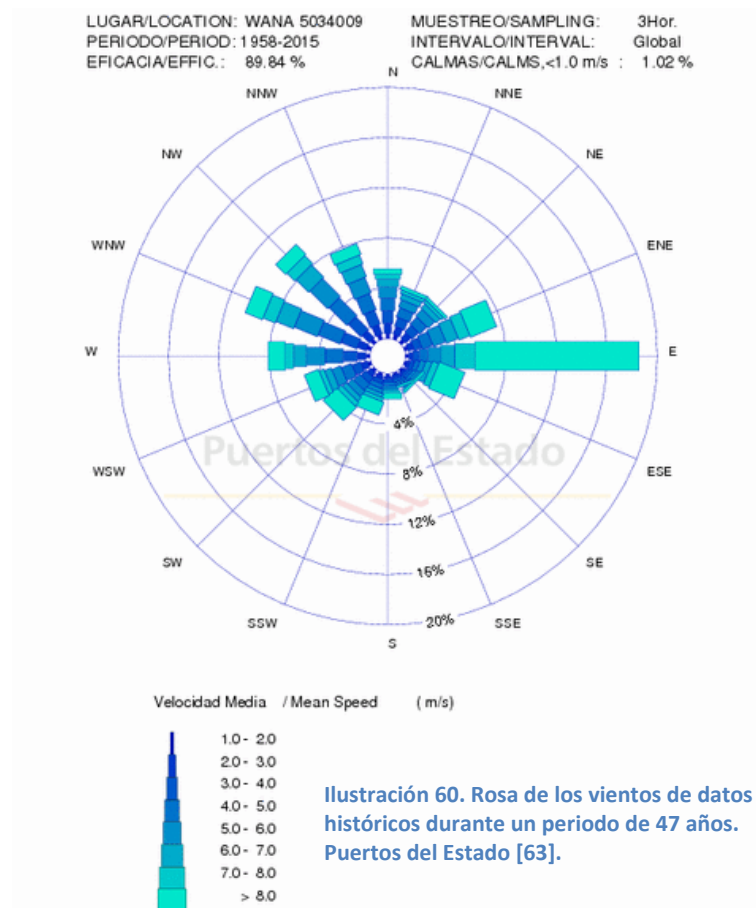
Tras haber sido evaluados todos los factores que intervienen en la toma de decisión para concreción de un parque eólico offshore, se pasa a la

realización de una propuesta con las coordenadas exactas en las que aplicar los estudios y la extensión aproximada del emplazamiento.

Reservaremos un área de unos 37.4 Kilómetros cuadrados a una distancia de entre 37 y 43 Kilómetros de la costa del municipio de Conil de la frontera para el funcionamiento de 10 aerogeneradores de 5 MW de potencia nominal unitaria.

Como puede verse en la figura, la región escogida se aproxima a una forma rectangular para seguir la geometría óptima que proporcione el suficiente espacio entre aerogeneradores para que no se vean afectados los rendimientos por efecto de las estelas, estableciendo una distancia lateral entre aerogeneradores de 2 veces el diámetro del rotor.

En cuanto a la orientación de los aerogeneradores, se debe regir por los datos aportados en la rosa de los vientos. La dirección predominante del viento en la zona de instalación es sentido este el 20% del tiempo, concretamente en el punto WANA 5034009, el viento supera los 80 m/s. Los aerogeneradores, por tanto, tendrán una orientación aproximada oeste/noroeste a barlovento.



De la misma manera, se tiene que adecuar a la interconexión interna del cable eléctrico elegida.

En la figura obtenida de la herramienta web que proporciona el IDAE aplicando la capa de zonificación del “Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español” (EEAL) aprobado en abril de 2009 por los Ministerios de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino e Industria, Turismo y Comercio para parques marinos mayores de 50MW [65], clasifica las zonas según:

- Zonas de exclusión (color rojo): Incompatibilidad entre la existencia de parques eólicos marinos y los usos o actividades ya establecidos.
- Zonas aptas con condicionantes (color amarillo): El desarrollo de parques eólicos marinos está condicionado, a falta de mayor información de detalle.
- Zonas aptas (color verde): Sin incompatibilidad, en términos de planificación estratégica.



**Ilustración 61. Localización y dimensiones del parque. Punto WANA 5034009. Modificado de IDEA [32].**

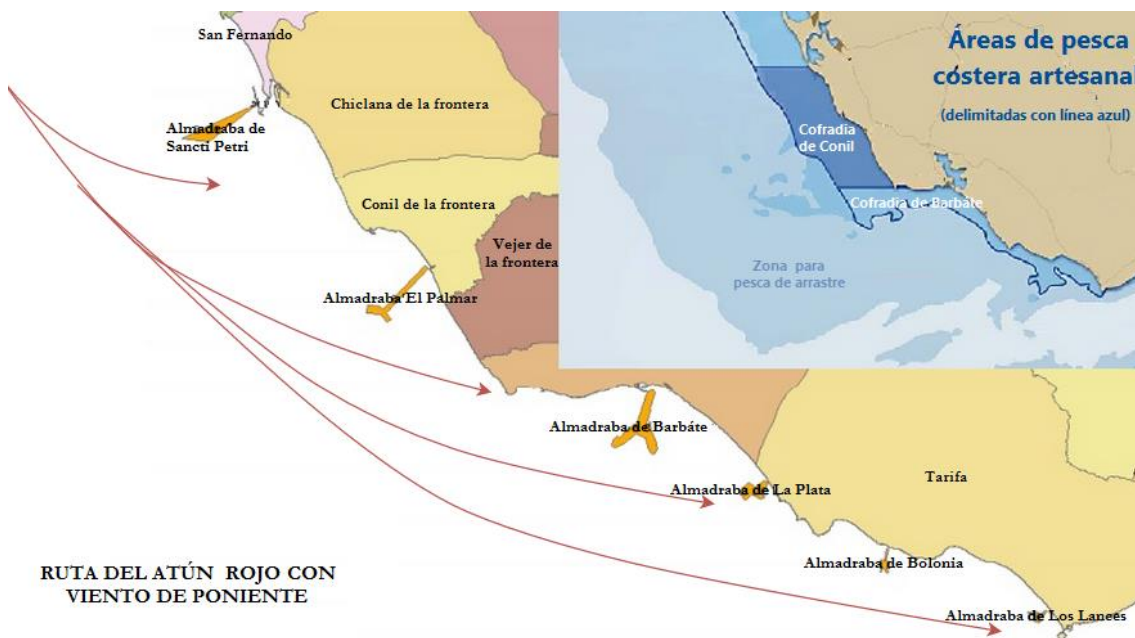
La zona elegida por tanto, entra dentro del 0.61% de las zonas consideradas aptas del litoral español. Aunque el posible ratio de aprovechamiento de energía por unidad de superficie se encuentra condicionado por el modelo de aerogenerador, se considera que  $6\text{MW}/\text{Km}^2$  es suficiente para que sea aprobado a trámites administrativos [49] para proyectos de parques eólicos, siempre que el parque supere los 50 MW de potencia instalada. De la misma manera es importante resaltar la aptitud ambiental en base a los estudios



realizados con detalle en la zona específica, para que la construcción del parque sea aprobada.

La densidad de la potencia eólica media de la zona supera el mínimo de aprobación, llegando a superar lo  $800 \text{ W/m}^2$  según los datos de AEMET observados en la Ilustración 44.

La zona tampoco entra en conflicto con la ruta tradicional del atún cercana a la costa, ni interfiere con el tránsito de buques mercantes internacionales, embarcaciones de las cofradías pesqueras o las almadrabas repartidas a lo largo de la costa gaditana.



**Ilustración 62. Ruta tradicional del atún rojo frente a las costas de Conil, Vejer y Barbáte y zonas de pesca.**  
Elaboración propia a partir de [66] y [67].

El lecho marino de la zona se encuentra catalogado como arenas finas bien calibradas no vegetadas [66]. En base a estos datos y el estudio cartográfico de la zona (Ilustración 63), pueden ser elegido los anclajes y la viabilidad de los sistemas de almacenamiento de energía submarinos. La zona, al situarse en un desnivel de unos 300 metros entre dos curvas batimétricas con poca separación entre ellas, puede que el lecho marino tenga un elevado desnivel, siendo difícil encontrar zonas planas en las que situar anclajes que aguanten por su propio peso o la configuración de sistemas como el ORES.

Por lo tanto, los anclajes más adecuados para esta zona son los llamados torpedos de percusión, al encontrar un suelo arcilloso que permite su instalación y una batimetría que no favorece a los anclajes de peso muerto.

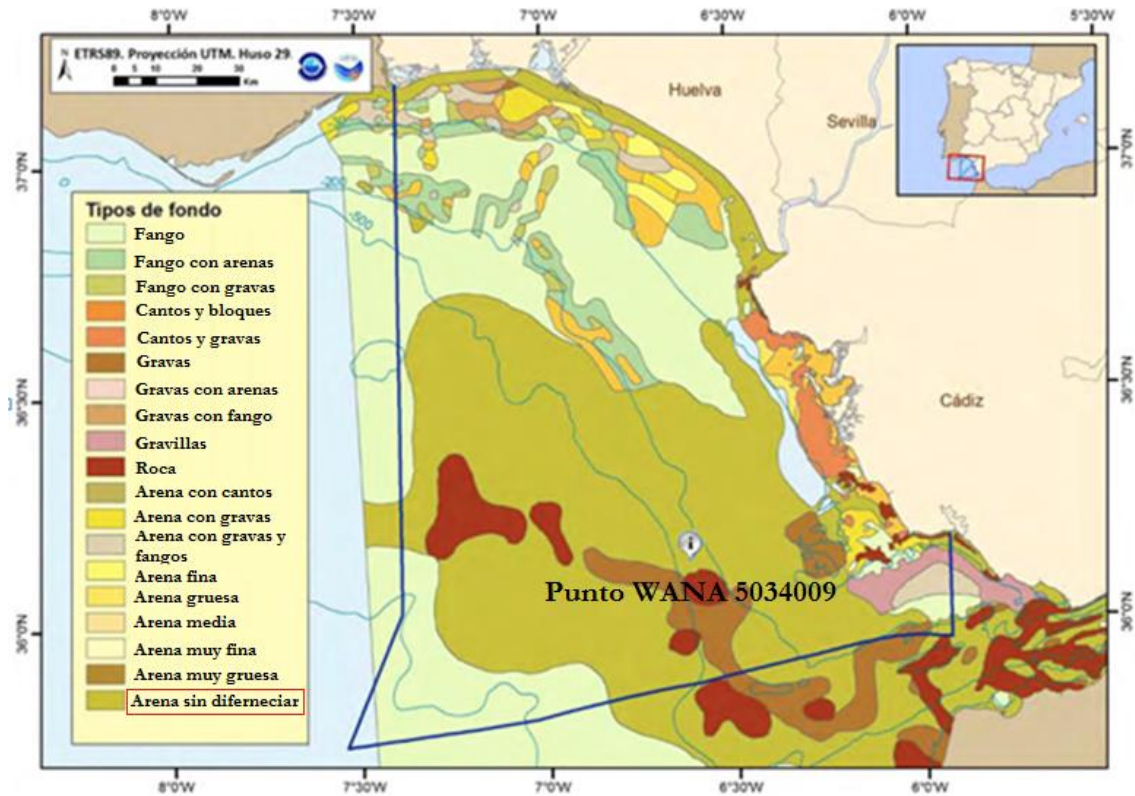


Ilustración 63. Distribución de la composición de los fondos en el Golfo de Cádiz. Modificado de [68].

## 2.6 DISEÑO DEL PARQUE. AEROGENERADORES Y PLATAFORMAS

Tras realizar un estudio exhaustivo de todas las variables que pueden afectar al parque, ha de realizarse un análisis de todos aquéllos parámetros que puedan comprometer la viabilidad de un proyecto de tal magnitud en mar abierto. Para la toma de decisiones entre distintas alternativas, se van a tener en cuenta los factores que atañen a todas las etapas del proyecto: planificación y toma de datos, construcción y operación.

### 2.6.1 Aerogenerador elegido

En el mercado de aerogeneradores ya pueden encontrarse diseños pensados para su operación en alta mar. Todos los grandes constructores de este tipo de maquinaria han desarrollado diferentes modelos para potencias multimegavatio, incluso con diferentes diámetros de rotor y alturas de buje para una misma potencia.

El parque se encuentra pensado para proporcionar una potencia de 50 MW y los análisis hidrodinámicos de 2.6.2 para aerogeneradores típicos de 5 MW de potencia nominal. El parque deberá tener diez aerogeneradores dispuestos en dos filas de cinco aerogeneradores cada una.

Para elegir el modelo de aerogenerador, además de basar la elección en la curva de potencia más propicia para los valores de viento de la zona de instalación, debe ser compatible con las actividades de Operación y Mantenimiento planificadas en el punto 3.7 y los sistemas de accesibilidad propuestos en el punto 3.2.

Dentro del mercado “offshore”, se ha comenzado por barajar la opción del aerogenerador Repower de 5 MW, instalado en los parques localizados en el mar del norte de Thornton Bank, Alpha Ventus, Beatriz y Ormonde. Pese a encontrarse bastante extendido en el mercado, ser compatible con la estrategia de mantenimiento durante años y adecuarse a los vientos medios de la zona, recientemente se ha realizado un estudio de fiabilidad del modelo que pone en duda la capacidad de operación en condiciones marítimas de un gran número de elementos que lo componen [69]. Pese a que el estudio pueda no ser irrefutable, queda en duda la duración de su vida útil y los posibles elevados gastos de mantenimiento que conlleva su operación, por lo que en un principio esta opción queda descartada.

Dentro de los fabricantes españoles de aerogeneradores con certificación offshore, encontramos el modelo G132-5.0 MW de Gamesa. Este modelo no es compatible con nuestra estrategia de mantenimiento, debido a que la geometría de su góndola no puede albergar una plataforma de acceso por vía aérea [70].



Finalmente, se ha decidido instalar el modelo AD 5-135 (AREVA M5000 turbine) de la sinergia en la que colabora Gamesa con Areva llamada Adwen. Con certificación internacional y la compatibilidad con la estrategia de mantenimiento elegida, presenta una opción fiable demostrada durante 10 años. Su torre de 70 metros de altura presenta un funcionamiento de rotor idóneo para los vientos de la zona [71].



Ilustración 64. Aerogenerador M5000 de Areva instalado sobre una plataforma monopile en el parque Wikinger (Alemania). Fotografía: [Windmesse](#).

### 2.6.2 Análisis comparativo. Selección

Es necesaria la realización de un análisis comparativo entre los elementos estructurales de la instalación, ya que a lo largo del trabajo han sido propuestas numerosas alternativas. En este punto se va a concretar el modelo de plataforma flotante destinada a albergar los aerogeneradores.

Un estudio hidrodinámico entre las plataformas que son barajadas para la construcción final del parque, en conjunción con el tipo de líneas de fondeo involucradas, ayudará a decantarse por la opción que optimice la capacidad de generación del parque para las condiciones que establece el emplazamiento donde se tiene planeado ubicar la instalación.

Este estudio se realizará mediante la sinergia que ofrecen los softwares informáticos FAST, Orcaflex y FAST Lognoter [85]. El procedimiento para la obtención de resultados puede observarse en el Anexo III.

Descartadas las plataformas flotantes que ofrecen SWAY por su insuficiente garantía de operación, el modelo SPAR debido a que la instalación del aerogenerador debe ser en alta mar y el conjunto aerogenerador-plataforma no puede ser remolcado a puerto de manera conjunta y el tipo “Tensión Leg Platform” (TLP), que pese a su buena respuesta ante cargas marinas se ha decidido descartar por su dificultad técnica para la fase de instalación y mantenimiento de posición con los consiguientes costes; Se va a realizar un estudio comparativo entre las plataformas Semisumergible y tipo Potón [72][73].

Entre las plataformas semisumergibles es interesante conocer la respuesta ante cargas ambientales, tanto del modelo compacto, como del modelo en forma de V. Para el modelo en forma de V los resultados serán obtenidos de los ensayos para el prototipo instalado en Portugal para el proyecto WindFloat [19], debido a la complejidad geométrica de la plataforma para su modelización.

El estudio se realiza con un ejemplo de plataforma modelado con un aerogenerador de 5 MW, desarrollado por el NREL ([National Renewable Energy Laboratory](#)) de Estados Unidos, para ángulos de incidencia del viento de 0°, altura de ola significativa ( $H_s$ ) de 4 metros, viento de 10 m/s y catenarias como líneas de fondeo.

## Plataforma tipo Pontón

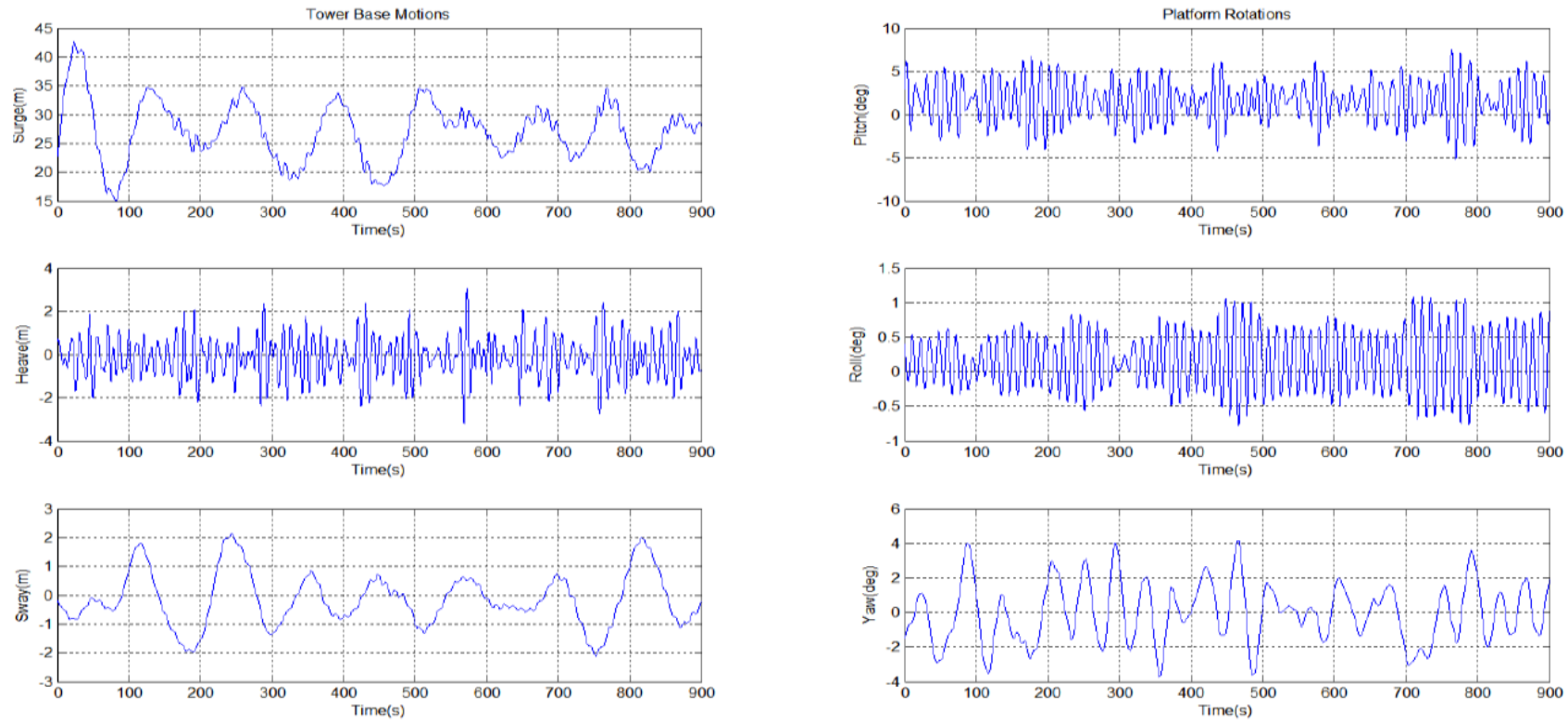


Tabla 5. Respuesta hidrodinámica de la plataforma ante el histórico de oleaje de la tabla 4 y los valores de corriente registrados en 2013 en la boya del Golfo de Cádiz (Representados por medias en la Ilustración 39).

Movimientos de la plataforma: a) Largada (Surge) b) Alteada (Heave) c) Deriva (Sway). Rotaciones de la plataforma: d) Cabeceo (Pitch) e) Balanceo (Roll) f) Guiñada (Yaw)



## Plataforma tipo Semisumergible compacta

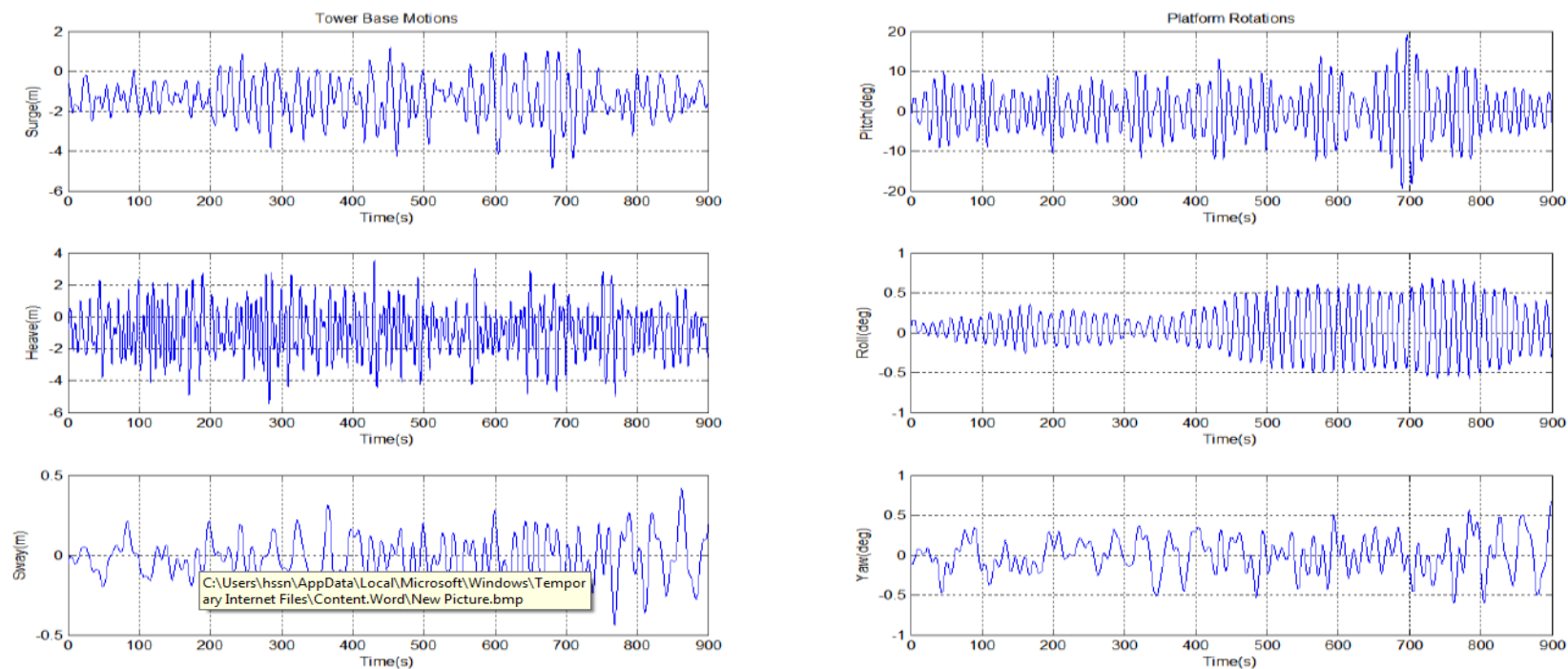


Tabla 6. Respuesta hidrodinámica de la plataforma ante el histórico de oleaje de la tabla 4 y los valores de corriente registrados en 2013 en la boya del Golfo de Cádiz (Representados por medias en la Ilustración 39).

Movimientos de la plataforma: a) Largada (Surge) b) Alteada (Heave) c) Deriva (Sway). Rotaciones de la plataforma: d) Cabeceo (Pitch) e) Balanceo (Roll) f) Guiñada (Yaw)

### Plataforma tipo Semisumergible en forma de V [19]

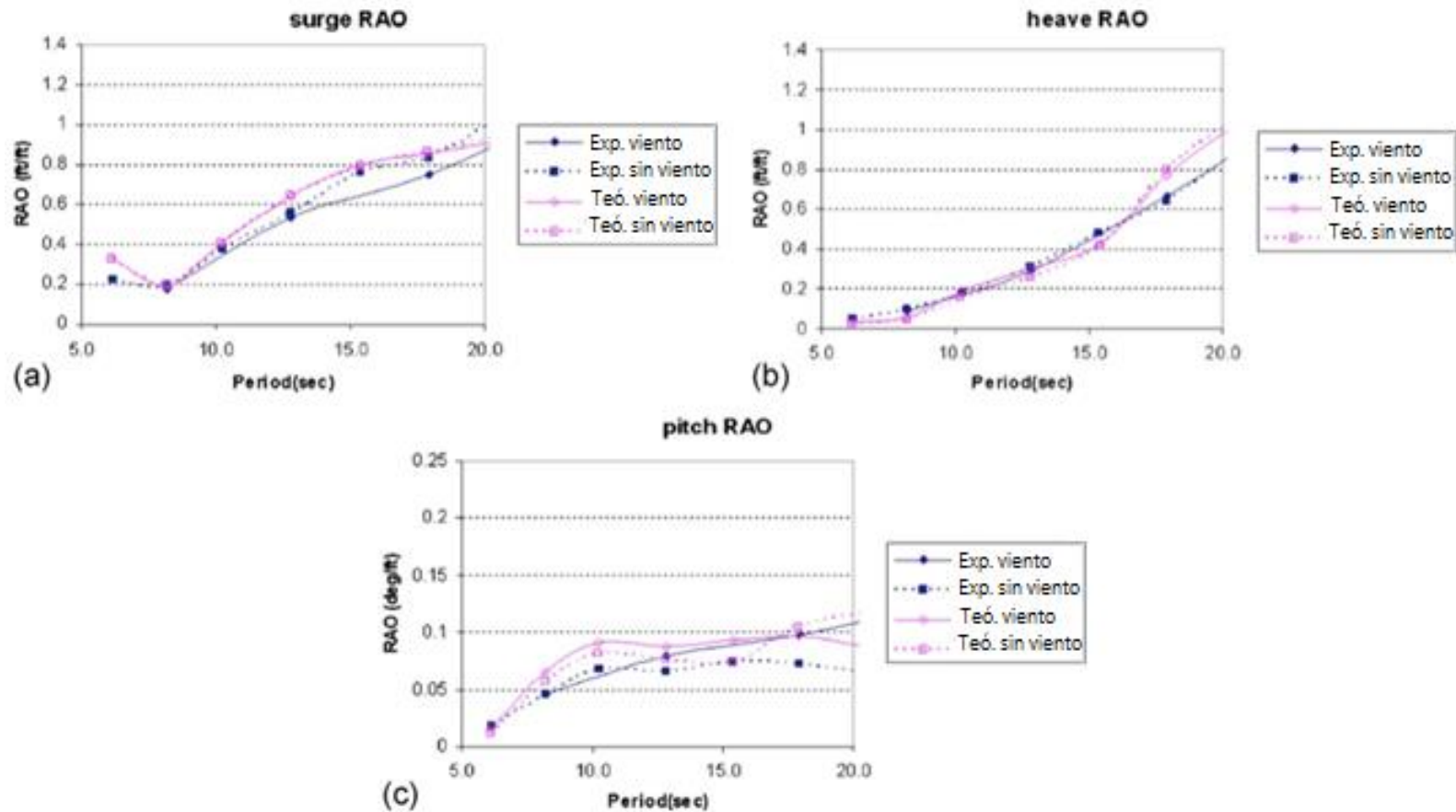


Ilustración 65. Resultados teóricos y experimentales de los operadores de amplitud a respuesta de la plataforma, cuando el viento incide a  $0^\circ$  [19].

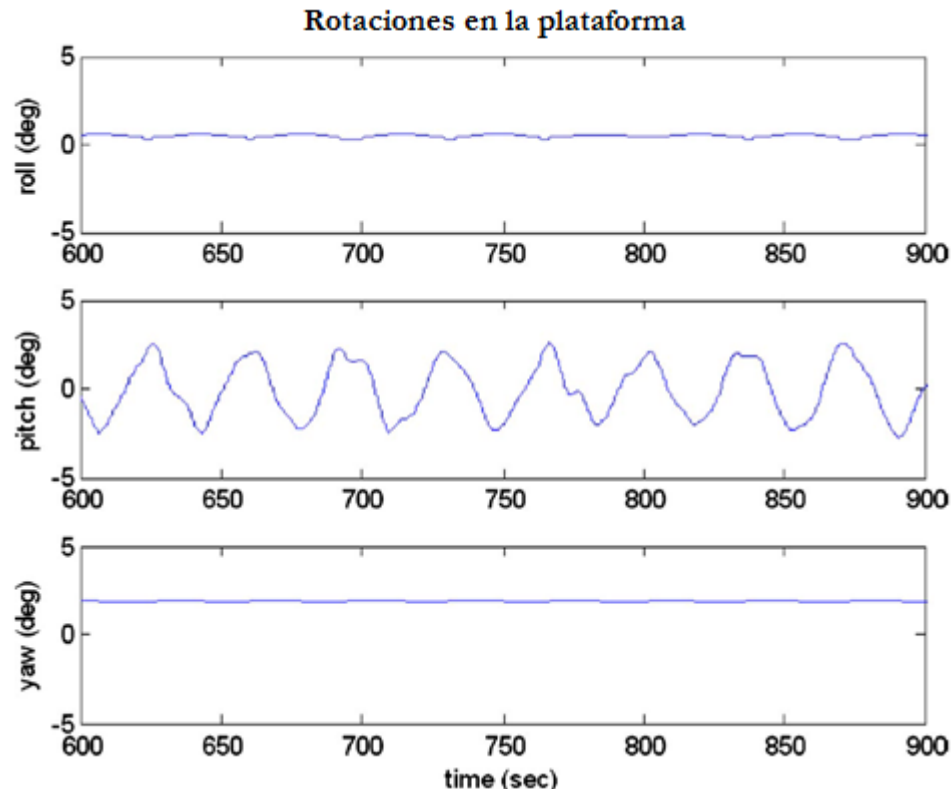


Ilustración 67. Rotaciones experimentadas por la plataforma con olas de 4 metros y viento de 12m/s[19].

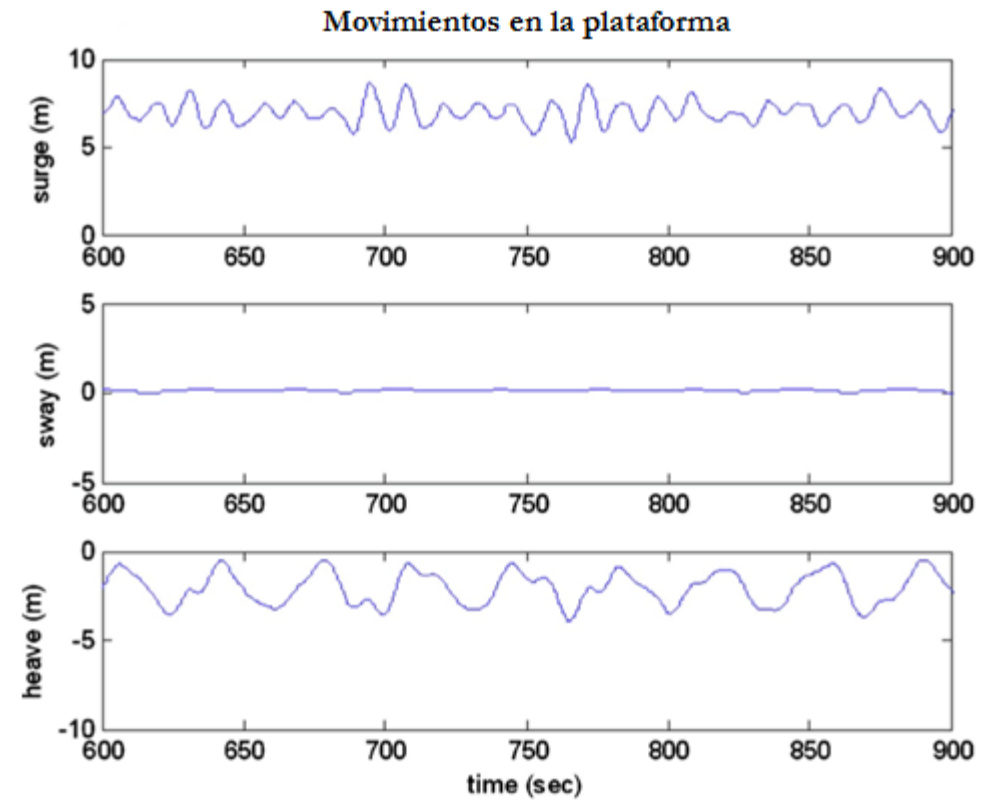


Ilustración 66. Movimientos de la plataforma con olas de 4 metros y viento de 12 m/s [19]

En el Anexo III, se pueden consultar los ejes a los que afectan los movimientos de traslación y rotación en una estructura flotante.

Observándose los resultados de la plataforma tipo pontón, el movimiento de largada (surge) es mucho mayor que el de las plataformas semisumergibles. Como se vio en el punto 1.4.4.2.3, las corrientes afectan mucho a este tipo de plataforma, por lo que un sistema de fondeo de catenaria no parece suficiente para el amarre de su posición. Esto podría repercutir en la operación de la turbina, ya que con un constante movimiento de largada de entre 15 y 40 metros (Tabla 5a) no se garantiza mantener la distancia mínima entre aerogeneradores y podría reducirse la eficiencia del parque por el efecto estela entre turbinas. Para reducir éste movimiento sería necesario un sistema de fondeo de elastómeros tensos para reducir los movimientos de largada, pero a las profundidades que se encuentra la localización del parque resultaría muy complicado asegurar el tensado continuo. En comparación con los modelos semisumergibles esta opción parece de menores prestaciones en aguas con corrientes, como las que tenemos en nuestro caso al encontrarse cerca del estrecho de Gibraltar.

Para decidir el tipo de plataforma entre los dos modelos semisumergibles, se debe prestar atención a los datos de rotaciones de cabeceo y balanceo [86] en ambas plataformas, ya que son los movimientos que afectan directamente al rendimiento del aerogenerador. Comparando la Tabla 6c y 6d con el los resultados de cabeceo y balanceo de la Ilustración 66, los ensayos en canal del prototipo Windfloat ofrecen respuestas ante estas rotaciones mejores incluso a vientos de mayor intensidad. Por tanto, teóricamente la operación del aerogenerador montado sobre una plataforma semisumergible en forma de V será más óptima, ya que los ejes X e Y del rotor no se verán tan afectados por las olas, encontrándose alineados durante mayor tiempo con la dirección del viento incidente en condiciones sin turbulencia en las que el viento fluye paralelo a la superficie marina, sin que el rendimiento del aerogenerador se vea reducido. La rotación de guiñada puede corregirse con el sistema de guiado del aerogenerador, para que el rotor se encuentre a barlovento en todo momento.

## 2.7 TRANSPORTE DE ENERGÍA Y SISTEMA DE CONEXIÓN

Hasta ahora no se ha tratado el campo del transporte de energía desde la zona de generación hasta tierra. Este punto por sí solo podría desarrollarse en otro proyecto desarrollado por expertos en la materia, pero en el presente trabajo va a ser recogida una visión más global de la instalación eléctrica.

A grandes rasgos, la instalación deberá transportar la energía eléctrica generada desde los aerogeneradores a través de un cable subacuático enterrado, que deberá ser evacuada regulando su valor de tensión durante su transporte a tierra para minimizar las pérdidas eléctricas. Es posible que en función de la distancia sea necesario una subestación marina. Una vez la corriente llegue a una subestación terrestre, la energía generada se integrará en la red eléctrica española.

El transporte de energía eléctrica puede hacerse en corriente alterna o en corriente continua. Los aerogeneradores generan electricidad en corriente alterna, y para una primera aproximación que permita tomar la decisión de asumir los grandes costes de transformación de corriente alterna a continua, ha de tenerse en cuenta es que a partir de los 100 Kilómetros de línea eléctrica las pérdidas capacitivas aumentan en gran medida por el efecto Joule y es asumible la inversión en una subestación transformadora a HVDC (High Voltage Direct Current) a largo plazo. En este caso, al no superar los 100 kilómetros, los costes de transformación a corriente continua no merecen la pena. Elevar el valor de la tensión conllevaría una subida de temperatura del agua cercana que influiría en las especies y ecosistema que rodea el itinerario del cable.

### 2.7.1 Conexión interna del parque

El cableado interno del parque repercute directamente en la viabilidad económica del parque y en algunos aspectos ambientales. Son diferentes opciones las que pueden barajarse en este aspecto, y debe tenerse en cuenta desde el itinerario de conexión hasta el tipo de cable y su aislamiento para la toma final de decisiones.

El recorrido del cable de interconexión entre plataformas debe adecuarse a la posición de amarre de cada plataforma que proporciona un rendimiento de producción de energía óptimo, además de hacerlo a las restricciones impuestas por las líneas de fondeo y los anclajes al lecho marino.

Respecto a la configuración del itinerario del cable en el parque existen tres opciones diferentes:

- En cadena: Consiste en extender desde la subestación un cable que conecte los aerogeneradores en serie una plataforma con otra, con elementos de corte por duplicado en cada una de las plataformas, de modo que si se produce un fallo en uno de los aerogeneradores, el resto pueda seguir en funcionamiento. Existe el riesgo de fallo en el cable de interconexión, por lo que se perdería la conexión con los aerogeneradores situados antes de la avería. Para evitar este hecho, cabe la posibilidad de que no sea el cable principal el que pase por cada aerogenerador, sino que en cada caso lo haga un cable secundario unido subacuáticamente al cable principal situado en el lecho marino.
- Conexión radial: En este caso se extiende un cable a cada aerogenerador por separado desde la subestación. En este tipo de configuración no se compromete el funcionamiento global del parque por fallo en alguno de los cables unidos al aerogenerador, pero no se optimiza la longitud del cableado interno del parque.
- Conexión en anillo: Para esta disposición se tienen los aerogeneradores conectados en serie como en cadena, pero en configuración cerrada, de forma que los dos aerogeneradores más alejados de la subestación eléctrica cierran la interconexión. De este modo ante el fallo de uno de los aerogeneradores o una avería en un tramo de interconexión, la energía puede ser evacuada por el tramo complementario del anillo.

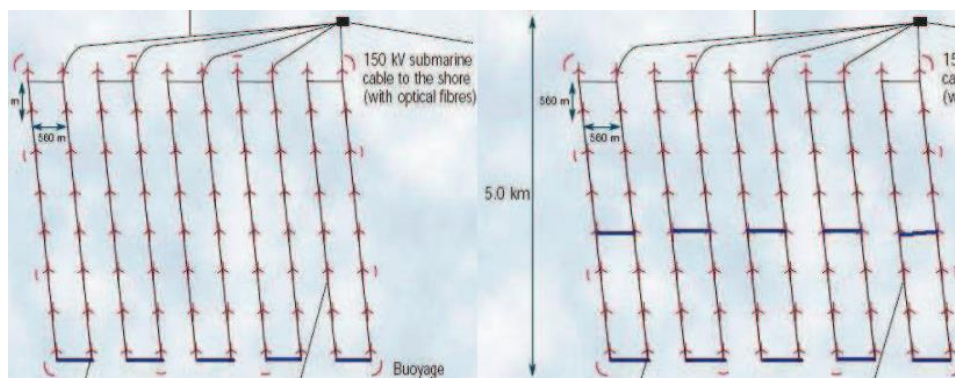


Ilustración 68. Ejemplos de configuración radial (izquierda) y en anillo (derecha) [74].



La alternativa que ofrece mayor seguridad es la conexión en anillo, por lo que será la instalada.

### 2.7.2 Conexión a costa del parque

La conexión con el sistema de Red Eléctrica Española debe hacerse con la subestación terrestre más cercana al punto de la costa al que menos longitud de cable tenga que ser utilizado para conectar con el parque marino.

Debido a que la distancia desde la subestación eléctrica y la costa es de unos 40 Kilómetros, la inversión económica en instalar un cable submarino HVDC no compensa con la disminución de pérdidas eléctricas que produce este cable en comparación con una conexión en corriente alterna. Desde el punto de vista medioambiental, una conexión en corriente directa genera un campo electro menos intenso, pero si es necesario aumentar el voltaje para el transporte de la electricidad, se crearía un aumento de temperatura en la masa de agua que rodea el cable pese a ir enterrado, con las consiguientes consecuencias que producirían cambios de temperatura en el ecosistema adyacente.

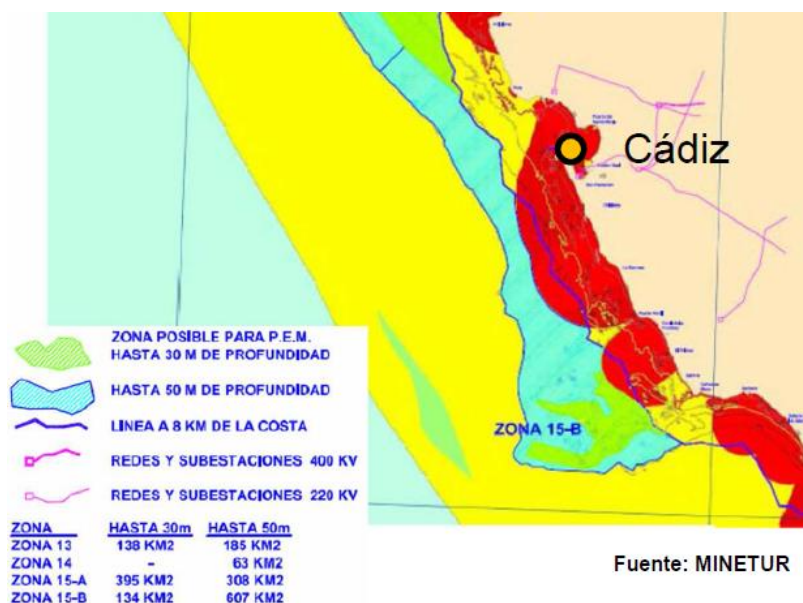


Ilustración 69. Redes y subestaciones de media y alta tensión terrestres cercanas a la zona de instalación del parque. Fuente: MINETUR.

Por lo tanto, se hará un tipo de conexión en corriente alterna conectada a tierra con un tramo submarino y otro terrestre. El itinerario hasta la costa se realizará por la zona 15-B de la Ilustración 68, conectándose a la subestación eléctrica más meridional de la red eléctrica de Cádiz representada.

## Capítulo 3. Operación y mantenimiento de un parque eólico offshore

---

En este capítulo van a ser descritos los objetivos necesarios para asegurar una fiabilidad de los aerogeneradores, plataformas y sistemas de fondeo para ofrecer mejores soluciones ante las tareas de operación y mantenimiento del parque durante el transcurso de su vida útil, a fin de disminuir los costes relativos en este tipo de actividades. De esta manera se planteará un protocolo para un uso eficiente de equipos técnicos y humanos durante las tareas, teniendo en cuenta la distancia existente entre el astillero encargado de la logística en tierra y la localización del parque.

De la misma manera, van a ser abordadas técnicas de prevención en cuanto a la corrosión y desgaste de los materiales utilizados en las estructuras de la instalación en un entorno de alta mar.

La estrategia de operación y mantenimiento en este campo se asemeja mucho a actividades de inspección, reparación y mantenimiento de la industria petrolera. Comprende tres posibles aspectos:

- **Operación:** La operación de las unidades de potencia es seguida y dirigida desde un centro de monitorización terrestre. Aparatos de medida dispuestos en los elementos más críticos miden en tiempo real las magnitudes más sensibles para la operación de los aerogeneradores y plataformas. En los aerogeneradores se registran las temperaturas alcanzadas en la unidad de potencia (rotor, estator, engranajes, generador), niveles de lubricantes y refrigerantes, revoluciones por minuto, energía eléctrica producida, etc.  
Además también se asegura la estanqueidad del interior de la plataforma y el sistema de bombas de achique de emergencia en caso de inundación.
- **Mantenimiento predictivo:** El protocolo define el método de actuación ante el recambio de equipos móviles y estáticos que puedan sufrir desgaste mecánico, físico o químico durante la operación del parque. Esta estrategia permite el correcto funcionamiento del parque para que no se vea comprometido ante el riesgo de un eventual fallo que conllevaría un mayor coste económico.

- **Mantenimiento correctivo:** Define los pasos a seguir ante la necesidad de abordar una reparación en alta mar por fallo o rotura de algunos de los equipos. Puede llevarse a cabo de manera inmediata si la avería compromete el funcionamiento global o parcial del parque, o durante una inspección periódica de la instalación.

### 3.1 MONITORIZACIÓN

Durante la operación del parque, para que sea posible tener datos de mediciones a tiempo real, deben ser instalados equipos autónomos en cada aerogenerador con una base de datos común y un servidor de datos central. Gracias a ello, el acceso a los datos puede ser descentralizado y ser consultado desde una localización remota.

Para la captura de datos es necesario capturar múltiples señales del aerogenerador. Los instrumentos utilizados, por normal general, suelen ser acelerómetros piezoeléctricos para la realización de medidas de transmisión de vibraciones por vía sólida, acelerómetros capacitivos para la medición de aceleración en elementos rotatorios, pinzas de corriente, sensores de tensión y sensores inductivos para medición de velocidades [75]. Respecto a las características mínimas del equipo y sus mediciones, cabe destacar tres:

- Captura de señales de velocidad de forma sincronizada junto al resto de señales utilizadas para los análisis, ya que el sistema objeto de estudio funciona a velocidad variable.
- Captura de datos en continuo durante periodos largos de tiempo, ya que las frecuencias que caracterizan los elementos asociados al eje de potencia del aerogenerador son muy bajas.
- En el periodo de captura de datos la velocidad de giro no debe tener grandes variaciones para facilitar el análisis.

Tras la realización de las mediciones, el sistema de monitorización realiza una captura de datos por rondas y posteriormente un procesado de los datos obtenidos. Los más significativos o las alarmas son enviados a una base de datos central en tierra.

### 3.2 ACCESIBILIDAD

Uno de los mayores inconvenientes del sector radica en facilitar la entrada y salida de los técnicos para llevar a cabo las tareas de mantenimiento, por lo que es necesario implementar en el generador y la plataforma medios de accesibilidad.

El periodo de tiempo en el que el acceso al aerogenerador de forma segura depende de las condiciones ambientales y marítimas. Este punto debe ser muy

tenido en cuenta a la hora de elegir la forma de acceso ante reparaciones por averías inesperadas.

El sistema de atraque a la plataforma de la embarcación se haría mediante el sistema no compensado

Windlift [76], el cual consiste en una plataforma octagonal de altura variable integrada en uno de los pilones del Windfloat con un sistema de protecciones que permite la aproximación de las embarcaciones desde cualquier dirección.

Incluso en malas condiciones ambientales, la embarcación puede

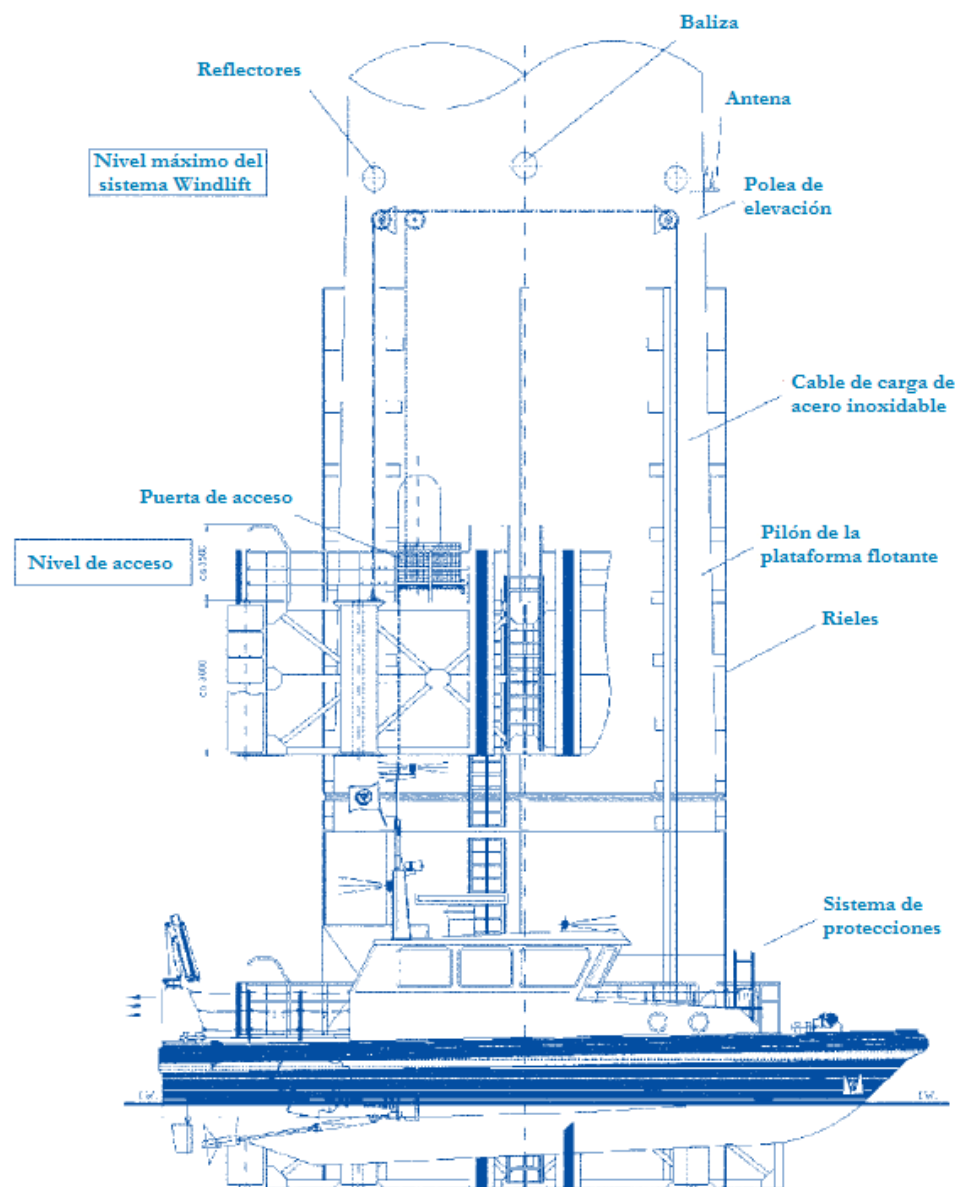


Ilustración 70. Esquema del sistema de acceso Windlift. Fuente: Service Concepts for Offshore Wind Turbines. Fassmer.



aproximarse de costado desde la dirección más segura para oleaje, viento y marea predominante. Permite que personal sin experiencia en labores marítimas pueda subir a la plataforma sin necesidad de cuerdas ni escaleras para el ascenso, y tras ello accionar el elevador de la plataforma hasta llegar a la puerta de acceso de la plataforma flotante. Permite trabajar a diferentes niveles de calado del Windfloat y con pesos de 5 toneladas. El cabrestante que eleva y baja la plataforma se encuentra instalado en el interior del pilón.

En cuanto al sistema de acceso aéreo, no es necesario que la góndola del aerogenerador incorpore un helipuerto. Simplemente con una plataforma equipada con señales lumínicas y, acceso a la compuerta de la góndola, a la que los operarios puedan descolgarse desde el helicóptero sería adecuada.



**Ilustración 71. Plataforma de acceso a la góndola del aerogenerador. Service Concepts for Offshore Wind Turbines.**  
Fotografía: Fassmer.

La plataforma dispone una valla de seguridad con argollas de fijación para que los operarios puedan realizar las tareas anclados mediante una línea de vida y una puerta abatible para acceder a la parte superior de la góndola del aerogenerador [76]. Este sistema de acceso es más rápido si las tareas de reparación o mantenimiento van a llevarse a cabo en el interior de la góndola, aunque las condiciones marítimas sean adecuadas para embarcaciones rápidas.



### 3.3 FATIGA

La fatiga produce el deterioro de piezas móviles tras una operación regida por número de ciclos efectuados. Este efecto se tiene en cuenta dentro del mantenimiento predictivo. Para evitar los posibles fallos mecánicos consecuencia de este efecto, se lleva a cabo un reemplazo de piezas móviles como son los frenos, los rodamientos y los cojinetes del aerogenerador, cuya perfecta operación se encuentra estimada en un número de ciclos determinado, siendo necesario un estudio previo de la resistencia a fatiga de los materiales que los componen.

Las piezas móviles de la góndola del aerogenerador, como son los rodamientos y cojinetes del sistema de orientación, se consideran equipos de alta importancia y pasadas cierto número de horas de funcionamiento críticas deben ser reemplazadas antes de que pueda producirse una avería.

También en el caso de las catenarias de la línea de fondeo, el continuo vaivén del oleaje hace que el choque entre los segmentos que forman la catenaria suponga un desgaste de la resistencia mecánica del acero que los compone.

En el caso de encontrarnos en operación una plataforma flotante con bombas de trasiego de lastre, también la operación de las válvulas y la estanqueidad de las juntas y tanques de lastre deben garantizarse cada cierto tiempo mediante el reemplazo de las mismas [82].

Para el recambio de los elementos los elementos críticos citados, es necesario un parón de producción de potencia y en muchos casos el remolque de la plataforma a puerto para disponer de las grúas y útiles necesarios. Es vital una planificación detallada de los plazos de tiempo y orden de aerogeneradores para evitar solapes, de manera que únicamente un aerogenerador se encuentre en los astilleros mientras los otros siguen en operación. De esta manera se garantizaría un coste de pérdida de producción mínimo.

### 3.4 EROSIÓN

Para determinar el efecto de la erosión sobre las estructuras y diseñar una correcta protección contra la erosión se debe realizar un modelo en el que se recojan los resultados obtenidos en los estudios oceanográficos recogidos en el punto 2.3, de tal manera que se puedan simular las condiciones exactas de cada una de las posiciones donde se fijarán los anclajes de las líneas de fondeo del parque eólico marino. Con ello se podrá determinar el efecto máximo de la erosión en cada una de las localizaciones y las acciones para minimizar este efecto.

El tamaño de la protección debe ser proporcional a la superficie de apoyo utilizada por el anclaje. Esto se debe al depósito de sedimentos sobre los anclajes por las corrientes marinas a la vez que son barridos por el socavamiento creado por el propio peso del anclaje.

Este movimiento continuo de sedimentos erosiona las fijaciones al lecho marino. Por tanto, una menor superficie de apoyo de los anclajes conlleva un menor dimensionamiento de la protección y menor coste.

Para la protección normalmente se utilizan escolleras de rocas o losas de hormigón alrededor de las fijaciones. Su instalación se puede realizar en dos fases, antes de la instalación del anclaje y después, o en una única fase posterior.

Debido a las grandes profundidades del lecho marino en las localizaciones de los anclajes a las que los submarinistas no pueden sumergirse, son necesarios vehículos submarinos de control remoto para la instalación de los anclajes y sus protecciones, con un consiguiente mayor coste de operación.

### 3.5 CORROSIÓN

En un ambiente marino es común encontrarse con el efecto de corrosión química en estructuras metálicas por las condiciones de salinidad y humedad a las que se encuentran sometidas durante toda su vida útil.

Para evitar una pérdida de eficiencia del parque durante su operación por posibles roturas, deben cuantificarse factores corrosivos del agua marina como su contenido de oxígeno, su salinidad, presencia de cloruros y determinar sus niveles máximos como se ha hecho en el punto 2.3, así como las zonas de las estructuras afectadas por las olas para seguir una estrategia de mantenimiento según la norma ISO 12944 recogida en el Anexo IV.

Esta norma internacional es el estándar para la elección de los sistemas de pintura protectora anticorrosión para su aplicación en acero y recubrimientos de zinc, así como los pasos a seguir para la preparación de la superficie de estos materiales antes de aplicar la pintura.

Además de los tratamientos superficiales de pintura, otro sistema sencillo de aplicar y compatible con las pinturas para combatir la corrosión química es la instalación de ánodos de sacrificio por debajo del calado de la plataforma flotante. Consiste en la instalación de materiales metálicos con mayor tendencia a la corrosión electroquímica que el acero, conectados eléctricamente a la plataforma obligándola a actuar de cátodo.

Los ánodos de sacrificio deben cumplir con ciertas características de peso, dimensiones y forma geométrica. Y para un buen funcionamiento desde el punto de vista técnico/económico, se rigen por [77]:

- Un potencial de disolución lo suficientemente negativo para polarizar la estructura (en el caso del acero a  $-0,8$  V).
- Debe presentar una tendencia pequeña a la polarización, es decir, no debe desarrollar películas pasivantes u obstructoras con los productos de corrosión y tener una fuerte sobretensión de hidrógeno.
- El material debe tener un elevado rendimiento eléctrico en  $A/h \cdot kg$ .
- El ánodo deberá corroerse uniformemente.
- El metal será de fácil adquisición y deberá poder fundirse en diferentes formas y tamaños.
- El metal deberá tener un costo razonable, de modo que unido con otras características electroquímicas se pueda conseguir la protección a un costo razonable por amperio/año.

Los valores recomendados de densidad de corriente para la protección se encuentran recogidos en la Tabla 9 del Anexo IV.

También existen otras alternativas de protección electroquímica como los sistemas de corrientes impresas, protección catódica, etc. El adecuado dimensionamiento de estos sistemas de protección es imprescindible para asegurar el correcto comportamiento de las plataformas a lo largo de toda la vida útil del proyecto [82].

La implantación de estas medidas puede realizarse en el lugar de operación sin que se vea comprometida la generación de potencia. Serían llevadas a cabo por medio de personal especializado y buzos de apoyo.

### 3.6 BIOINCRUSTACIÓN/BIOFOULING

Tal y como se ha visto en los estudios dedicados a apartado ambiental en 2.4.3, las plataformas y las catenarias de la instalación facilitan la proliferación de microorganismos como algas y crustáceos que pueden causar un desequilibrio hidrodinámico de la plataforma y deteriorar las capas de revestimientos protectores superficiales como pinturas anticorrosión.

Para evitar un crecimiento descontrolado de estos organismos no deseados, existen productos que interrumpen el ciclo de vida de estas especies con bajos porcentajes ( $<0.1\%$  en masa) de biocida en su composición, con un enfoque respetuoso con el medio ambiente. Estos productos son compatibles con capas superficiales de aluminio aplicadas térmicamente (Thermal Sprays Aluminium) que combaten la corrosión y conjuntamente protegen la instalación ante ambos riesgos [78].

La aplicación de estas capas superficiales sería durante la fase final de construcción de la plataforma y catenarias. Estiman grandes periodos de tiempo de vida útil (cerca de los 20 años), por lo que su mantenimiento sería de bajo coste, aprovechándose a realizar las tareas de inspección y reposición del producto, en caso de ser necesario, durante los remolques programados para realizar el reemplazo de piezas.

De la misma manera, durante las inspecciones periódicas del parque programadas, buzos y vehículos submarinos de control remoto de apoyo inspeccionarían las catenarias y las plataformas en busca de exceso de bioincrustaciones que puedan comprometer las estructuras, procediendo a su retirada de manera manual [78].

### 3.7 ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO, BUQUES Y TRANSPORTE UTILIZADO

Las actividades de operación y mantenimiento representan aproximadamente un cuarto del coste del parque a lo largo de su ciclo de vida útil, desde su construcción hasta su desmantelamiento.

Como ha sido comentado con anterioridad en el Capítulo 1, el mercado eólico y sus perspectivas de futuro basan la maduración de la tecnología logística offshore, con su consiguiente bajada de costes y riesgos, gracias a la estandarización de los aerogeneradores de proyección “offshore” y embarcaciones utilizadas en las fases de instalación, operación y mantenimiento. Para este punto es necesario concretar aspectos como el número de revisiones y reparaciones anuales del parque y la logística que va a ser utilizada para ello.

Los costes asociados a cada estrategia de mantenimiento varían dependiendo de la localización específica del parque. La distancia a la costa, las condiciones marinas, el número de aerogeneradores y la cercanía de un puerto con capacidad de albergar la logística necesaria son factores determinantes para la elección de los pasos a seguir.

Como puede observarse en la Ilustración 72, los costes variables de operación en un parque marino para su mantenimiento quedan determinados principalmente por el tipo de logística marina seleccionada.

La distancia a costa condiciona el conjunto de operaciones llevadas a cabo, así la opción de solamente embarcaciones rápidas se encuentra testada y es recomendable para parques situados a menos de 12 millas náuticas (22.2 Km). Mientras que una combinación que complemente embarcaciones rápidas y helicóptero de apoyo queda enmarcada para distancias superiores entre las 12 millas náuticas y las 40 millas náuticas (74.08 Km). Una última opción es establecer un centro logístico fijo en las cercanías del parque o un barco nodriza con las suficientes comodidades para albergar un equipo de operarios durante un par de semanas [79].

Primeramente, teniendo en cuenta la distancia en barco al parque no supera las dos horas, la opción de una embarcación para largas estancias o una base fija para albergar un equipo permanente en alta mar no es considerada rentable económicamente.

**COSTE DE OPERACIÓN ASOCIADO A TRES ESTRATEGIAS DE O&M -  
EMBARCACIONES RÁPIDAS, EMBARCACIONES Y HELICÓPTERO Ó EMBARCACIONES DE LARGA ESTANCIA**

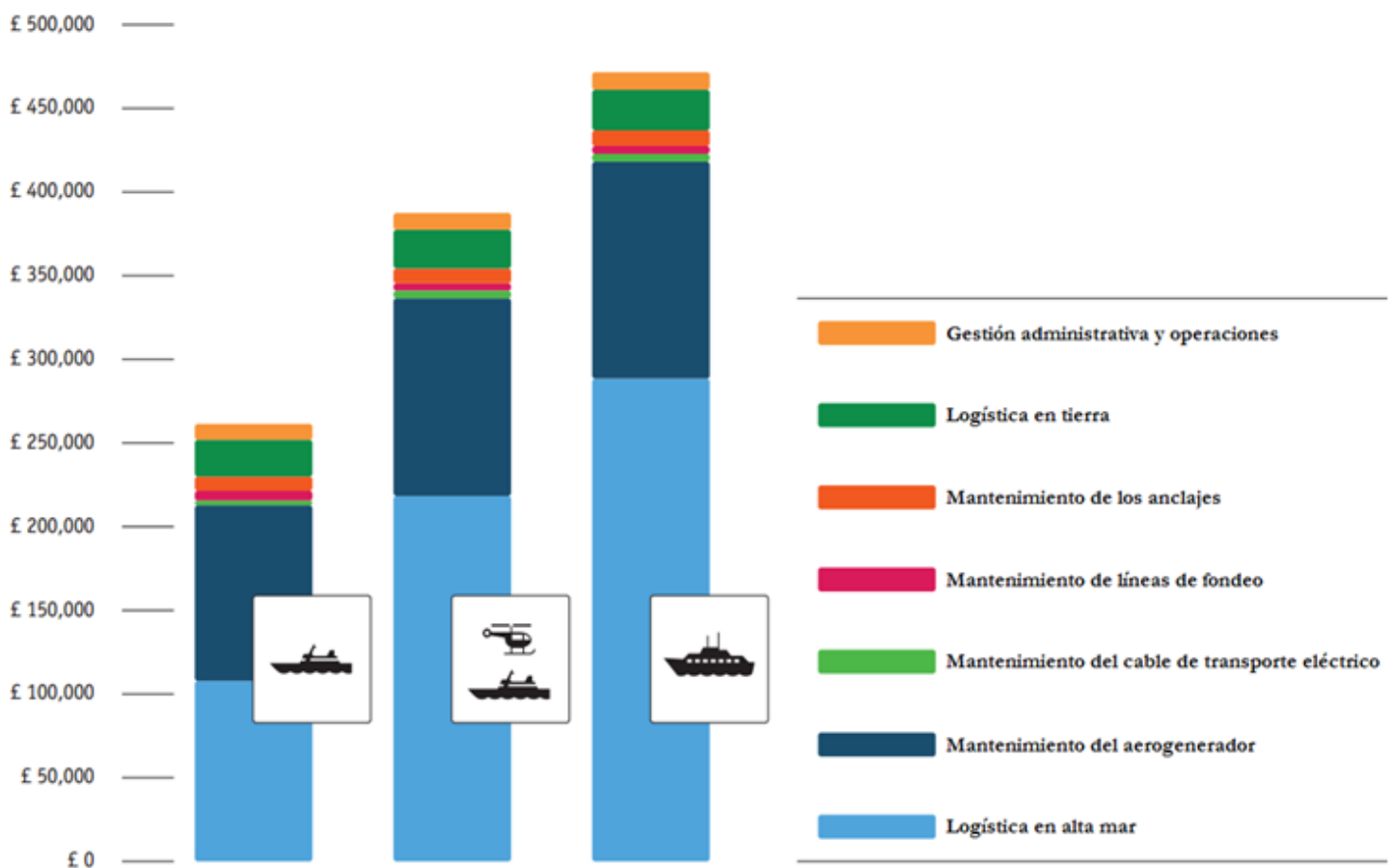


Ilustración 72. Distribución de costes de operación en libras según la estrategia de O&M elegida. Adaptado de [5].



Por lo que considerando la distancia del parque al centro logístico en tierra (unos 40Km) y atendiendo a la experiencia operativa en este tipo de parques, la opción disponer de una embarcación rápida y un helicóptero de apoyo es la más adecuada para la localización propuesta.

En base a las condiciones marítimas medias y climatológicas de la zona aportadas en el punto 2.3, una embarcación rápida que sea capaz de operar por encima de los 1.5 metros de oleaje significativo, podría faenar durante el 80% del tiempo de operación del parque. Una embarcación tipo catamarán WindCat 101, con capacidad para un grupo de operaciones de catorce personas, capaz de llegar a los 57 Km/h con oleaje de 2 metros de altura y transportar hasta 15 toneladas a bordo, suficiente para tripulación, útiles y piezas necesarias durante las tareas de reparación.



**Ilustración 73. WindCat 101 en el parque eólico marino de West of Duddon Sands (Inglaterra).**  
Fotografía: **Motteli & Malvin.**

Pese a tener una menor operatividad que los catamaranes tipo SWATH (small waterplane twin hull) que pueden operar hasta con 3.3 metros de oleaje [81], los WindCat son capaces de llevar una mayor carga a bordo. Para condiciones de oleaje y mala visibilidad en los que el WindCat no pueda salir de puerto, encontramos la solución del helicóptero de apoyo.

Para el mantenimiento puntual de otros elementos, como pueda ser el cable de transporte de energía, es necesaria la participación de un buque de apoyo, capaz de albergar vehículos submarinos de control remoto y equipos de buceo.

Para cerrar la estrategia de mantenimiento, hay que definir un número mínimo de revisiones programadas de manera periódica en los que se haga un reconocimiento visual y técnico-preventivo de diferentes componentes críticos del conjunto de la instalación. Una visita programada al parque cada 4 meses, es decir tres veces al año, optimiza los gastos de mantenimiento. Según los datos históricos recopilados en el estudio de oleaje realizado en el punto 2.3.3, el periodo de temporales comienza en diciembre, por lo que una de las revisiones sería a finales de noviembre antes de la época de temporales y la siguiente a finales de marzo para evaluar el deterioro ocasionado por la climatología adversa de esos cuatro meses. La tercera tendría lugar en junio.

Por último, para la viabilidad del proyecto es necesario incluir el procedimiento de desmantelamiento del parque al finalizar su vida útil. Desde los anclajes al lecho marino hasta los cables eléctricos soterrados, pasando por las plataformas y líneas de fondeo, deben ser retirados cuando el parque ponga fin definitivamente a su operación. Debe ser viable técnicamente, que en el caso de las plataformas flotantes el procedimiento es su remolque a puerto y los anclajes al lecho marino por peso muerto y líneas de fondeo es su recuperación. El cable eléctrico es desenterrado de la misma manera que fue enterrado y posteriormente bobinado a bordo de un buque.

No sería viable dejar un impacto negativo en el medio ambiente ni en el ecosistema formado en las cercanías del parque.

## Conclusiones del trabajo

---

En el presente trabajo no se ha demostrado únicamente la viabilidad técnica de un parque eólico offshore frente a las costas de Cádiz, sino que se han abordado las claves que pueden propiciar el desarrollo del sector en los años venideros. Por otra parte, el estudio del estado del arte de las infraestructuras que deben ser utilizadas para la operación de un parque de estas características, ha mostrado que pese a haberse logrado un avance tecnológico significativo, aún queda mucho camino por recorrer hasta que los parques marinos offshore de cimentaciones flotantes de grandes potencias ofrezcan una solución madura y competitiva económicamente, desde la cadena de suministro del sector hasta la fase de operación y mantenimiento de proyectos de tales características.

Tras comprender como afectan las variables de una masa de aire a la cantidad de potencia eléctrica que puede extraerse por medio de un aerogenerador, la turbulencia local y global juega un papel importante. Este parámetro viene influenciado localmente por la rugosidad del terreno sobre la que se desplaza la masa de aire. Y es la superficie marina la que provoca una menor turbulencia sobre estas masas de aire, por lo que existe un mayor potencial de energía sobre la superficie marina que sobre la terrestre a lo largo de todo el mundo.

Dentro del sector offshore, las profundidades y las distancias a costa tienden a ser mayores, por lo que en un futuro cercano será más común el tipo de cimentación flotante de lo que es actualmente, y se apostará por el desarrollo de esta tecnología de forma más firme de lo que se hace ahora. También queda claro que esta inversión económica no debe ser únicamente por parte del sector privado, sino que los diferentes gobiernos de cada país son los que igualmente deben tomar partido en este desarrollo.

Para abordar una inversión como la que supone un parque flotante, es indispensable la realización de mediciones del lugar en el que se planea su instalación con carácter previo. Una boya de medición, dotada de gran cantidad de instrumentos de precisión debe ser instalada durante la fase de estudios, durante un periodo de tiempo que va desde 1 a 2 años, con la

finalidad de obtener unos resultados fiables de los parámetros atmosféricos e hidrodinámicos más críticos.

Es indispensable la cercanía de un puerto capaz de albergar toda la infraestructura y logística en tierra que se necesita para la construcción de las plataformas y el montaje del aerogenerador, al igual que la necesaria para satisfacer las tareas de operación y mantenimiento cuando el parque se encuentre conectado a la red eléctrica. Esto se debe a que el primordial objetivo tras haber instalado el parque, es la reducción de este tipo de costes, que resultan mucho más determinantes en la rentabilidad económica frente a los parques instalados en tierra.

Dentro de nuestro caso de estudio, uno el factor determinante que puede poner en riesgo la viabilidad del proyecto es el socioeconómico de la zona, por encima incluso de la medioambiental. Debe garantizarse una propuesta que evite la interferencia con las actividades turísticas y pesqueras, que son la principal fuente de trabajo para la población de la provincia de Cádiz, castigada duramente con una elevada cifra de desempleados.

Como idea final de trabajo se tiene que las energías renovables parecen la eterna promesa de viabilidad energética como alternativa de futuro, pero que si no se promueve un impulso definitivo por parte del conjunto de población e instituciones, nunca se conseguirá la maduración del sector. No solo se habla de la energía eólica, sino del resto de tecnologías de carácter renovable. Ante factores como la intermitencia del recurso energético, ya sea el viento o el Sol, también se han enunciado tecnologías que permiten la acumulación de energía cuando existe un excedente, compatibles con la totalidad de fuentes renovables.

## ANEXO I: Distribución de Weibull

Normalmente, la recogida de datos a diferentes alturas como los que realiza [36], se modela mediante los valores de velocidad media de viento, los parámetros C y K de la distribución de Weibull para las diferentes alturas y estaciones del año, y las coordenadas del punto UTM del mapa donde se realice el estudio. Cabe resaltar la diferencia entre el cálculo de distribución para el oleaje y para el viento a una altura.

La expresión de probabilidad del viento por el método Weibull es la siguiente:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp[-V/c]^k$$

- El parámetro k es el factor de forma. Suele tener valor 2 para alturas comprendidas entre los 0 y 1500 metros. [Fuente](#)
- El parámetro c es el factor de escala.
- El parámetro V es la velocidad media del viento.

Siendo necesario conocer 2 de los parámetros para determinar el valor del restante [31].

La representación gráfica de la expresión de probabilidad deja un área bajo la curva de probabilidad acumulada igual a 1. A partir de esta área puede llegar a obtenerse la potencia eólica del viento en función de la probabilidad de velocidad del viento representada.

La distribución elegida para describir el régimen medio de las series de oleaje se rige por la siguiente expresión:

$$F_e(x) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{x-B}{A}\right)^C\right)$$

El parámetro B es conocido como parámetro de centrado y su valor ha de ser menor que el menor de los valores justados, A es el parámetro de escala y ha de ser mayor que 0, y finalmente C es el parámetro de forma y suele moverse entre 0.5 y 3.5.

El régimen medio, generalmente, suele representarse de una forma gráfica mediante un histograma acumulado y el correspondiente ajuste teórico, todo ello en una escala especial en la cual Weibull aparece representada como una recta.

Ajustar los datos a una distribución teórica, en vez de utilizar el histograma permite obtener una expresión compacta que suaviza e interpola la información proporcionada por el histograma.

El régimen medio está directamente relacionado con lo que se denominan condiciones medias de operatividad. Es decir, caracteriza el comportamiento probabilístico del régimen de oleaje en el que por término medio se va a desenvolver una determinada actividad influida por uno de estos agentes.



## ANEXO II: Percepción social para el proyecto de un parque eólico offshore en la comarca de la Janda (Cádiz), concretamente a población de los municipios de Conil, Barbate y Véjer de la frontera

En este anexo se muestra el estudio de la percepción de parte de la población gaditana realizado en [84], ya que los proyectos propuestos con anterioridad cercanos a la localización del caso de estudio fueron denegados principalmente por la oposición de la población local.

Para conocer la opinión de la población se realizó una encuesta de respuesta cerrada en los municipios objeto de estudio, durante la semana del 5 al 9 de noviembre de 2012.

En una encuesta realizado a 490 personas, ante las preguntas:

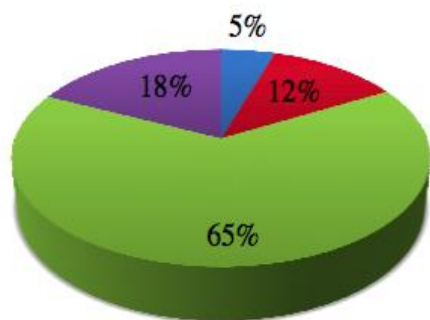
1 - En general ¿Cuál diría que es su opinión ante las energías renovables en su conjunto?

2 - Dígame por favor cuanto le gusta, por cualquier razón, cada una de las siguientes fuentes energéticas.

Con unas posibles respuestas nada/muy poco, algo, bastante o muy de acuerdo.

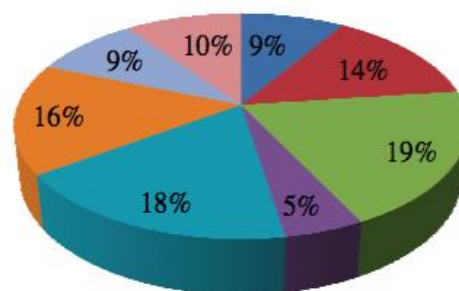
Cuando se pregunta sobre la opinión de las energías renovables (1) en su conjunto y la percepción de distintas fuentes de energía tanto renovables como no renovables (2), se obtienen los siguientes resultados:

■ Muy Negativa ■ Negativa ■ Positiva ■ Muy Positiva



Opinión sobre las energías renovables. [84]

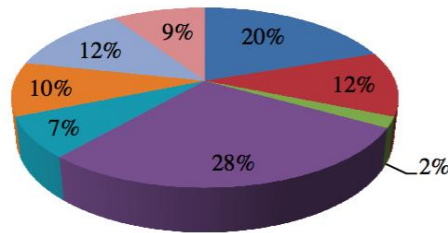
■ Eólica Marina ■ Eólica Terrestre ■ Solar ■ Nuclear  
■ Hidráulica ■ Carbón ■ Petróleo ■ Gas Natural



Porcentaje en que las respuestas fueron muy o bastante de acuerdo. [84]

Se recoge el grado de rechazo sobre cada fuente de energía según el grado de desacuerdo (2):

■ Eólica Marina ■ Eólica Terrestre ■ Solar ■ Nuclear  
■ Hidráulica ■ Carbón ■ Petróleo ■ Gas Natural



Porcentaje en el que las respuestas fueron nada/muy poco o algo, por cada tipo de fuente energética. [84]

## ANEXO III: Modelaje

Para la realización de las simulaciones de los modelos hidrodinámicos, se ha utilizado la herramienta informática FASTlink, que combina el software FAST y Orcaflex del desarrollador Orcina. FAST es un programa de modelado para turbinas eólicas desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Estados Unidos. Orcaflex es un programa de modelado gráfico de estructuras flotantes y sus líneas de fondeo, que permite obtener la respuesta hidrodinámica ante los valores de oleaje y corriente a las que se parametrice la simulación.

El procedimiento para obtener las gráficas hidrodinámicas es el siguiente:

Primeramente se recurre al cálculo de la influencia del viento con el software FAST, en el que su complemento FASTlink ofrece una serie de archivos modelo de manera gratuita, para usuarios registrados. Tras realizar la solicitud de registro y ser aceptado, accedes a la descarga de estos archivos con aerogeneradores de 5 MW acoplados en varios modelos de plataforma (SPAR, Pontón, Semisumergible compacta, etc). La herramienta FAST es poco intuitiva y se hace complicado su uso para usuarios que no se encuentren familiarizados con ella, ya que utiliza un lenguaje de programación Fortran en el que tienes que introducir los datos en una ventana de MS-DOS. Para facilitar su uso, existe una aplicación desarrollada por miembros de la universidad de Cartagena y la empresa Compass Ingeniería y Sistemas SA llamada FAST Lognoter [85]. Con ella la introducción de los datos de viento en FAST se facilita al usuario, presentándose en pestañas.

Tras introducir los datos de viento medio obtenidos de la herramienta de Puertos del Estado para el punto WANA 5034009 del periodo 1958-2015 (Ilust. 60) y “corremos” FAST.

Una vez generado el archivo “Results” de FASTlink tras la simulación, podemos abrirlo en Orcaflex para proceder a la simulación de oleaje y corriente en función de los datos de la boya del Golfo de Cádiz. Mantenemos una configuración para el sistema de fondeo de catenarias tanto para la plataforma pontón, como para la semisumergible compacta como se observa en la Ilustración 74, e introducimos los datos medios de ola significativa recogidos en la Tabla 4 a partir de los mostrados en la Ilustración 47.

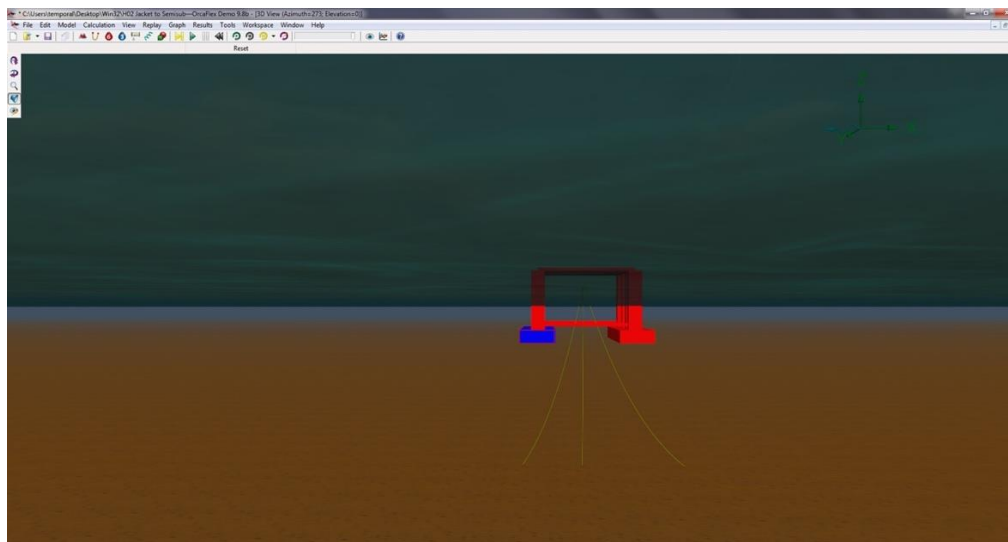


Ilustración 74. Modelización de las líneas de fondeo y anclaje en Orcaflex. Elaboración propia.

Como paso final queda comenzar la simulación hidrodinámica en Orcaflex y obtener los resultados de movimientos y rotaciones experimentadas por la plataforma, en forma de gráfica, como las mostradas en el punto 2.6.2 y sus valores en forma de tabla.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
3											
4											
5	Variable	Period (s)		Minimum	Time	Maximum	Time	Mean	Standard Deviation		
6	X (m)	-10,0	0,0	89,9351	0,0000	91,0723	-3,6473	90,4656	0,4003		
7		0,0	60,0	88,1748	21,2023	92,0431	13,0961	89,9597	1,0161		
8	Y (m)	-10,0	0,0	-0,0446	-3,507	0,0098	0,0000	-0,0187	0,017		
9		0,0	60,0	-0,0862	13,4167	0,0742	20,8115	0,0018	0,0433		
10	Z (m)	-10,0	0,0	4,5826	-5,6012	5,8765	0,0000	5,0103	0,3904		
11		0,0	60,0	3,4436	10,4709	6,2301	58,1661	4,9708	0,7595		
12	Surge (m)	-10,0	0,0	-0,0446	-3,507	0,0098	0,0000	-0,0187	0,017		
13		0,0	60,0	-0,0862	13,4167	0,0742	20,8115	0,0018	0,0433		
14	Sway (m)	-10,0	0,0	-1,0723	-3,6473	0,0649	0,0000	-0,4656	0,4003		
15		0,0	60,0	-2,0431	13,0961	1,8252	21,2023	0,0403	1,0161		
16	Heave (m)	-10,0	0,0	-0,3274	-5,6012	0,9665	0,0000	0,1003	0,3904		
17		0,0	60,0	-1,4664	10,4709	1,3201	58,1661	0,0608	0,7595		
18	Roll (deg)	-10,0	0,0	-0,6512	-4,2385	0,1937	0,0000	-0,2143	0,2639		
19		0,0	60,0	-1,7549	54,4687	1,5412	48,3865	-0,0017	0,8778		
20	Pitch (deg)	-10,0	0,0	-0,0118	-6,7435	0,1204	-0,2505	0,0367	0,0492		
21		0,0	60,0	-0,1652	8,7174	0,137	16,1622	0,0033	0,0771		
22	Yaw (deg)	-10,0	0,0	-0,006	0,0000	0,0005	-7,4048	-0,0013	0,0018		
23		0,0	60,0	-0,0097	56,7232	0,0115	49,5288	-0,0003	0,0051		
24	Total Force (kN)	-10,0	0,0	83472,7266	-2,4549	83472,9141	-5,6413	83472,8193	0,0649		
25		0,0	60,0	83472,4766	58,0759	83473,1172	21,2624	83472,8139	0,1303		
26	Total Lx-Force (kN)	-10,0	0,0	-17,2687	-6,7435	175,3327	-0,2505	53,4753	71,7052		
27		0,0	60,0	-240,6403	8,7174	199,5564	16,1722	4,8196	112,3104		
28	Total Ly-Force (kN)	-10,0	0,0	-280,9254	0,0000	949,908	-4,2385	313,2775	384,4799		
29		0,0	60,0	-2243,891	48,3865	2557,0749	54,4687	3,5193	1278,7074		
30	Total Lz-Force (kN)	-10,0	0,0	-83472,8672	-9,7595	-83467,3891	-4,2084	-83471,298	1,8572		
31		0,0	60,0	-83472,9914	51,2923	-83433,467	54,4687	-83462,9428	10,4344		
32	Total Moment (kN.m)	-10,0	0,0	127660,1409	-0,1103	127660,2111	-5,0902	127660,1936	0,0201		
33		0,0	60,0	127660,0784	18,8075	127660,2345	9,2885	127660,1856	0,0338		
34	Total Lx-Moment (kN.m)	-10,0	0,0	-7,2897	-7,2846	5,8199	-0,0201	-3,7218	3,5295		
35		0,0	60,0	-32,2037	49,5088	13,7607	56,5629	-5,8866	11,1887		
36	Total Ly-Moment (kN.m)	-10,0	0,0	-127660,2109	-9,9499	-127651,9423	-4,2185	-127657,9465	2,8532		
37		0,0	60,0	-127660,2326	10,4408	-127600,3136	54,4687	-127645,2019	15,9232		
38	Total Lz-Moment (kN.m)	-10,0	0,0	-1450,9966	-4,2385	431,6321	0,0000	-477,4302	588,0053		
39		0,0	60,0	-3909,4061	54,4687	3433,607	48,3865	-3,6692	1955,7591		

Ilustración 75. Tabla de resultados de las tensiones y movimientos experimentados por el modelo de la plataforma Semisumergible compacta. Elaboración propia.

Imagen explicativa de los movimientos y rotaciones que experimenta la plataforma:

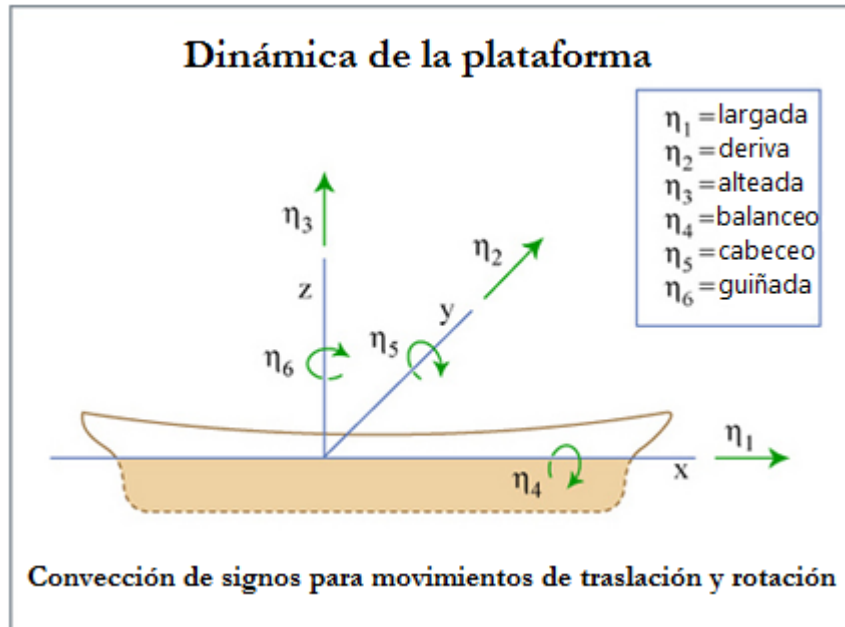


Ilustración 76. Dinámica de la plataforma. Modificado de [86].

## ANEXO IV: Dimensionamiento de sistemas de protección. ISO 12944

Categoría de corrosividad	Área de aplicación		Espesor total recomendado de la capa
	Exterior	Interior	
C1 Muy baja	n/a	Espacios cerrados con calefacción, como oficinas, tiendas, escuelas, hoteles.	80 $\mu\text{m}$
C2 Baja	Nivel bajo de contaminación, principalmente zonas rurales.	Edificios sin calefacción donde pueden producirse condensación, como almacenes o centros deportivos.	160-200 $\mu\text{m}$
C3 Media	Zonas urbanas e industriales, con contaminación moderada, áreas costeras de baja salinidad.	Espacios cerrados muy húmedos y con algo de contaminación del aire, p. ej., destilerías, industrias lácteas, plantas procesadoras de alimentos.	160-200 $\mu\text{m}$
C4 Alta	Zonas industriales, áreas costeras con salinidad moderada.	Plantas químicas, piscinas, varaderos por encima del nivel del mar.	200-240 $\mu\text{m}$
C5 – I Muy alta (Industrial)	Zonas industriales con humedad muy elevada y atmosferas agresivas.	Edificios y zonas con condensación permanente y con contaminación muy elevada.	240-320 $\mu\text{m}$
C5 – M Muy alta (Marítima)	Áreas costeras y marítimas con alta salinidad.	Edificios y zonas con condensación permanente y contaminación muy elevada.	240-320 $\mu\text{m}$

Tabla 7. Normativa ISO 12944.



Vida útil de las protecciones superficiales prevista antes de la primera tarea de mantenimiento importante programada:

Duración de la protección	
Periodo	Años
<b>Corto</b>	2 - 5
<b>Medio</b>	5 - 15
<b>Largo</b>	> 15

Tabla 8. Vida útil de las protecciones.

En cuanto a las propiedades del ánodo de sacrificio como sistema de protección ante corrosión. Se tienen que tener en cuenta los siguientes factores para su dimensionamiento:

Estado superficial	Medio agresivo	Densidad de corriente
Acero desnudo	Agua de mar Velocidad 0,5 m / s	86-130 mA/m <sup>2</sup>
Acero desnudo	Agua de mar velocidad 1 - 15 m / s	150-600 mA/m <sup>2</sup>
Acero pintado (epoxi, vinílica, clorocaucho)	Agua de mar	25-35 mA/m <sup>2</sup>
Acero pintado sujeto a roces de fondo	Agua de mar	50-210 mA/m <sup>2</sup>
Acero pintado (aluminio bituminoso)	Agua de mar	35-50 mA/m <sup>2</sup>
Tanque carga lastre petróleo	Agua de mar	100 mA/m <sup>2</sup>
Tanque carga lastre ligero	Agua de mar	170 mA/m <sup>2</sup>
Tanque carga lastre limpio	Agua de mar	190 mA/m <sup>2</sup>

Tabla 9. Densidades de corriente de protección en distintos medios agresivos [77].

## REFERENCIAS

1. Giorgio Corbetta y Ariola Mbistrova, 2015. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2014. European Wind Energy Association (EWEA).
2. Global wind report 2014. Annual market update. Global Wind Energy Counce (GWEC). Brussels, Belgium, 2015.
3. Athanasia Arapogianni y Anne-Bénédicte Genachte), 2013. Deep water - The next step for offshore wind energy. European Wind Energy Association (EWEA). ISBN: 978-2-930670-04-1.
4. Medium-Term Renewable Energy Market Report 2014. Market Analysis and Forecasts to 2020. International Energy Agency (IEA). París, Francia, 2014. ISBN: 978-92-64-21821-5.
5. Offshore wind policy and market assessment - A global outlook. Facilitating Offshore Wind in India (FOWIND) y Unión Europea (UE). 2014.
6. Figueira, D.; Taylor, A.; Thomas, M.; Arensbach, T.; Cookson, R.; Edge, G.; Rolls, M.; Sandford, R.; Skakkebaek, C. y Temperton, I., 2012. Offshore wind cost reduction – Pathways study. The Crown Estate. Londres, Reino Unido.
7. Miguel Villarrubia. Energía Eólica. Editorial: Ediciones CEAC, 2007. ISBN: 9788432910623.
8. Claudia Palese, Jesús M. Gardiol y Jorge L. Lassig. Mapas de velocidad media del viento en el centro-este de la provincia de Neuquen. Meteorologica vol.34 no.1 Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 2009. ISSN: 1850-468X.
9. Joaquín Mur Amada. Curso de energía eólica, 2001. Universidad de Zaragoza.
10. Mónica Chinchilla Sánchez. Sistemas eléctricos sostenibles, 2013. Universidad Carlos III de Madrid.
11. Sutherland, H. J.; Berg, D.E. y Ashwill, T.D., 2012. A retrospective of VAWT technology. SAND2012-0304. Sandia National Laboratories. Albuquerque, Estados Unidos.
12. Félix Avia e Ignacio Cruz, 1999. Estado del arte de la tecnología de pequeños aerogeneradores. Editorial: CIEMAT. ISSN: 1135-9430.
13. Ignacio Cruz, 2011. La energía eólica de media potencia. Conceptos generales y ejemplos de aplicaciones. Ministerio de ciencia e innovación. Editorial: CIEMAT. Madrid, España.
14. Antonio J. Martínez, 2010. Características de la energía eólica offshore. Instituto de Investigaciones Ecológicas (INIECO). Málaga, España.
15. Michael Vinodth Raj, Andrews, M. Deneshkumar y Sundar K., 2013. Manufacturing and thermal analysis of wind turbine blade. Volume 3, Number 3, pp. 223-226. Research India Publications. ISSN: 2277-3223.

16. Fulton, G.R.; Malcolm, D.J.; Elwany, H.; Stewart, W.; Moroz, E. y Dempster, H., 2007. Semi-Submersible platform and anchor foundation systems for wind turbine support: Agosto 30, 2004 – Mayo 31, 2005. NREL/SR-500-40282. National Renewable Energy Laboratory. Long Beach, Estados Unidos.
17. Musial, W.; Butterfield, S. y Boone, A., 2004. Feasibility of floating platform systems for wind turbine. NREL/CP-500-34874. National Renewable Energy Laboratory. Reno, Estados Unidos.
18. Wang, C.M., Utsunomiya, T., Wee, S.C. and Choo, Y.S., 2010. Research on floating wind turbines: a literature survey. IES Journal Parte A: Ingeniería civil y estructural, Vol. 3(4). China.
19. Roddier, D.; Cermelli, C.; Aubault, A. y Weinstein, A., 2010. WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines. Journal of renewable and sustainable energy 2, 033104. American Institute of physics. Berkeley, Estados Unidos.
20. James Quilter, 2011. Sway floating test model sinks off Norwegian coast. Windpower Monthly.
21. Amy Robertson, 2015. SWAY/NREL Collaboration on Offshore Wind System Testing and Analysis. NREL/TP-5000-63650. National Renewable Energy Laboratory. Estados Unidos.
22. Jerzy Matusiak, 1997. Water column motion in a moonpool of a ship. Rakenteiden Mekaniikka, Vol. 30, Núm. 2, s. 75-87. Universidad de Tecnología de Helsinki. Ship laboratory. Finlandia.
23. P. G. Dong, 1978. Effective mass and damping of submerged structures. Lawrence Livermore Laboratory. Universidad de California. Livermore, California.
24. Jim Eyer y Gartg Corey, 2010. Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide. SAND2010-0815. Sandia National Laboratories. Albuquerque, Estados Unidos.
25. Park, J.; Ro, P.I.; Lim, S.D.; Mazzoleni, A.P. y Quinlan, B., 2012. Analysis and optimization of a quasi-isothermal compression and expansion cycle for ocean compressed air energy storage (OCAES). Institute of Electrical and Electronics Engineers. ISBN: 978-1-4673-0829-8. Hampton Roads, Estados Unidos.
26. Sanieel Dong Lim, 2013. Ocean Compressed Air Energy Storage (OCAES) Integrated with Offshore Renewable Energy Sources. Tesis de Ingeniería Mecánica. Universidad del estado de Carolina del Norte. Raleigh, Estados Unidos.
27. Maxim de Jong, 2014. Commercial Grid Scaling of Energy Bags for Underwater Compressed Air Energy Storage. The Red Line Aerospace. Windsor, Canada.
28. Li, W.; Ma, S y Shen, X., 2014. Application of offshore concrete constructions for Ocean Renewable Energy Storage (ORES). Revista: Applied Mechanics & Materials, Issue 521, p703.

29. Slocum, A. H.; Fennel, G.E.; Düндar, G.; Hodder, B.G., Meredith, J.D. y Sager, M. A., 2013. Ocean Renewable Energy Storage (ORES) System: Analysis of an Undersea Energy Storage Concept. Institute of Electrical and Electronics Engineers. Vol. 101, nº 4. 0018-9219.
30. Wash Sequim, 2014. Power-producing potential to be precisely evaluated at sea sites. Pacific Northwest National Laboratory, (509) 375-6904. Departamento de energía de los Estados Unidos.
31. J. Rohatgi y V. Nelson, 1994. Wind Characteristics: An analysis for the generation of wind power. Alternative Energy Institute. Universidad de West Texas A&M. ISBN: 100808714783.
32. Herramienta del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía.  
<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>
33. Laura de la Cruz Fuentenebro, 2014. DISEÑO Y MODELACION DE LA POTENCIA GENERADA DE UN CAMPO EÓLICO MARINO SITUADO EN LA COSTA DE A CORUÑA. Universidad Carlos III de Madrid. Trabajo de Fin de Grado., capítulo 2, pg.51. Madrid, España.
34. Consultora de estudios y proyectos costeros [Tecnocéano](http://www.tecnocéano.es).
35. Visor multicapa [EMODNET](http://www.emodnet.eu).
36. Puertos del Estado. [http://portus.puertos.es/Portus\\_RT/?locale=es](http://portus.puertos.es/Portus_RT/?locale=es)
37. Puertos del Estado. <http://www.puertos.es/es-es/Paginas/SiteMap.aspx>
38. H. L. Bryden y H. M. Stommel, 1984. Limiting processes that determine basic features of the circulation in the Mediterranean Sea. Oceanol. Acta, 7(3), pgs. 289-296.
39. Borenäs, K.M.; Wahlin, A.K.; Ambar I. Y Sierra, N, 2002. The Mediterranean Outflow Splitting. A Comparison Between Theoretical Models and CANIGO Data. Deep-Sea Research II, 49, pgs. 4195-4205.
40. Knoll, M.; Lenz, B.; Müller, T.J.; Reppin, J. y Siedler, G., 1999. Eastern Canary Basin Hydrography. Part I: Physical Observations. In CANIGO Final Conference. Las Palmas de Gran Canaria, España.
41. G. Navarro, 2004. Escalas de Variabilidad Espacio-Temporal de Procesos Pelágicos en el Golfo de Cádiz. Tesis Doctoral Universidad de Cádiz, España.
42. J.C. Gascard y C. Richez, 1985. Water Masses and Circulation in the Western Alboran Sea and in the Strait of Gibraltar. Programa Oceanográfico, vol. 15: pgs. 157-256. París, Francia.
43. Mauritzen, C.; Morel, Y. y Paillet, J., 2001. On the Influence of Mediterranean Water on the Central Waters of the North Atlantic Ocean. Deep-Sea Res, Part I, vol. 48, pgs. 347-381. Editorial: Elsevier Science Ltd. Cedex, Francia.
44. Bufo, E.; Sanz de Galdeano, C. y Udías, A., 1995. Seismotectonics of the Ibero-Maghrebian region. Revista: Tectonophysics vol. 248, pgs. 247-261.

45. M. A. Camacho y F. M. Alonso Chaves, 1997. Sismicidad en el límite de placas entre Eurasia y África al SW de Iberia, desde 1984 a 1994. Revista: Geogaceta, vol. 21, pgs. 51-54.
46. Juan Tomas Vázquez, 2001. Estructura del margen septentrional del Mar de Alborán. Tesis Doctoral, pg. 422. Universidad Complutense. Madrid, España.
47. Zitellini, N.; Rovere, M.; Terrinha, P.; Chierici, F.; Matias, L. y BIGSETS Team, 2004. Neogene through Quaternary tectonic reactivation of SW Iberian passive margin. Pure appl. geophys. Vol. 161(3), pgs. 565-587.
48. Energy Union: secure, sustainable, competitive, affordable energy for every European, 25 de febrero de 2015. Comisión Europea, nota de prensa. Bruselas, Bélgica.
49. María Teresa Fernández de la Vega Sanz y rey Juan Carlos. Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio de 2007, artículo 2. Ministerio de la presidencia. Madrid, Bélgica.
50. Felipe González Marquez y rey Juan Carlos. LEY ORGANICA 9/1992 de 23 de diciembre, de transferencia de competencias a Comunidades Autónomas que accedieron a la autonomía por la vía del artículo 143 de la Constitución. Madrid, España.
51. Sean D. Connel, 2001. Urban structures as marine habitats: an experimental comparison of the composition and abundance of subtidal epibiota among pilings, pontoons and rocky reefs. Artículo: Marine Environmental Research, vol. 52, pgs. 115-125.
52. Langhamer, O.; Wilhelmsson, D. y Engström, J., 2009. Artificial reef effect and fouling impacts on offshore wave power foundations and buoys – a pilot study. Estuarine, Coastal and Shelf Science, vol. 82, pgs. 426-432. Editorial: Elsevier.
53. Krone, R.; Gutow, L.; Joschko, T.J. y Schröder, A., 2013. Epifauna dynamics at an offshore foundation – Implications of future wind power farming in the North Sea. Marine Environmental Research, vol. 85, pgs. 1-12. Editorial: Elsevier.
54. Falçao, M.; Santos, M.N.; Vicente, M. y Monteiro, C.C., 2007, Biogeochemical processes and nutrient cycling within an artificial reef off Southern Portugal. Marine Environmental Research, vol. 63, pgs. 429-444. Olhão, Portugal.
55. Arthur N. Popper y M. C. Hastings, 2009. The effects of anthropogenic sources of sound on fishes. Environmental Acoustics, Applied Research Laboratory, Universidad de Pensylvania, Estados Unidos. Revista Fish Biology, vol. 75, pgs 455-489.
56. Smith, M. E.; Kane, A. S. y Popper, A. N., 2004. Acoustical stress and hearing sensitivity in fishes: does the linear threshold shift hypothesis hold water?. Revista Experimental Biology, vol. 207, pgs. 3591-3602.
57. Arthur A. Myberg, 2001. The acoustical biology of elasmobranchs. Universidad de Miami, Estados Unidos. Editorial: Kluwer Academic Publishers.
58. Ryunosuke Kikuchi, 2010. Risk formulation for the sonic effects of offshore wind farms on fish in the EU region. Marine Pollution Bulletin, vol. 60, art. 2, pgs. 172-177. Editorial: Elsevier.

60. Marta I. González y Betty Estévez, 2005. Participación, comunicación y negociación en conflictos ambientales: Energía eólica marina en el mar de tráfalgar. Departamento de Ciencias, Tecnología y Sociedad Instituto de Filosofía, CSIC. Editorial: Arbor. ISSN: 0210-1963.
61. Martin Pasqualetti, 2002. Living with wind power in a hostile landscape. Wind power in a view-energy landscapes in a crowd world. Editorial: R. Richter. Londres, Reino Unido.
62. Ladenburg, J.; Tranberg, J.; Dubgaard, A y Kuehn, S, 2006. Socioeconomic effects: positive attitude in local communities. In: Danish offshore wind- key environmental issues. Dong Energy, Vattenfall, The Danish Energy Authority and The Danish National forest and Nature Agency, pgs. 112-123.
63. Firestone, J.; Kempton, W y Krueger, A., 2009. Delaware opinion on offshore wind power. Universidad de Delaware, College of Marine and Earth Studies. Reporte final.
64. Andreas Wagner, 2013. Raising Social Acceptance Offshore Wind Energy. Fundación de energía eólica offshore alemana.
65. Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español, 2009. Asociación Estatal Eólica (AEE).
66. Estudio eco cartográfico del litoral de la provincia de Cádiz, febrero de 2013. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, Acciona Ingeniería, HIDTMA. . Memoria divulgativa. Madrid, España.
67. A. Bejarano Moreno, 2006. Avances al estudio de impacto ambiental del proyecto de aprovechamiento integral de recursos naturales “Mar de Trafalgar”. Informes de la Construcción 58, vol. 504, pgs. 5-18. ISSN: 0020-0883.
68. Estrategias marinas: evaluación inicial, buen estado ambiental y objetivos ambientales, 2012. Instituto Español de Oceanografía y Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Madrid, España.
69. Mehta Gauravkumar Bharatbhai, 2015. Failure Mode and Effect Analysis of Repower 5M Wind Turbine. Revista: Advance Research in Engineering, Science & Technology(IJAREST), vol. 2, art. 5. ISSN(O):2393-9877, ISSN(P): 2394-2444.
70. Productos de aerogeneradores Gamesa. <http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/productos-y-servicios-aerogeneradores-catalog.html>
71. Modelo de aerogenerador AD 5-135 de Adwen. <http://www.adwenoffshore.com/products-services/products/5-mw-turbines/adwen-5-mw-platform/>
72. J. M. Jonkman, 2009. Dynamics of offshore floating wind turbine – model development and verification, Wind Energy, vol. 12, pgs. 459-492.
73. J.M. Jonkman, 2010. Defination of the floating system for phase IV of OC3. NREL informe técnico, pgs. 1-25.



74. Borreguero, C.; López, O.; Peligero, M.; Vergara, M. y Amate, J., 2011. Análisis comparativo de la viabilidad de un parque eólico marino en la Costa de Cádiz y el Mar Báltico. Trabajo de Fin de Máster. Escuela de Organización Industrial (EOI). Madrid, España.
75. Roberto Arnanz y Anibal Riñones, 2009. Diagnóstico en línea de múltiples aerogeneradores con acceso centralizado a señales y resultados. Iberdrola Renovables. Fundación CARTIF.
76. Service Concepts for Offshore Wind Turbines. Fassmer. Berne, Alemania.
77. Samuel Rosario Francia, 2004. PROTECCIÓN CATÓDICA-DISEÑO DE ÁNODOS DE SACRIFICIO. Revista del Instituto de Investigación FIGMMG, vol. 7, nº 13, pgs. 37-44. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. ISSN: 1561-0888.
78. Advanced Coatings for Offshore Renewable Energy (ACORN). Proyecto de la Unión Europea.
79. G. L. Garrad Hassan, 2013. A Guide to UK Offshore Wind Operations and Maintenance. The Crown Estate y Scottish Enterprise.
80. Elliot, D.; Schwartz, M.; Scott G.; Haymes, S.; Heimiller, D. y George R., 2004. Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca. Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL). NREL/TP-500-35575. Springfield, Estados Unidos.
81. Juan Amate, 2014. Iberdrola Ingeniería y Construcción Parques eólicos marinos. Soluciones Flotantes para Offshore Wind.
82. Det Norske Veritas, 2009 (revisado). Design of offshore wind turbine structures. Offshore standard DNV-OS-J101. Noruega.
83. Maldonado, J.; Álvarez, O.; Montaña, T. y Solano, J., 2014. Desarrollo de energías renovables a pequeña escala en los sectores rurales de la provincia de Loja. Revista tecnológica ESPOL- RTE, vol. 27, nº 1, pgs. 59-69.
84. Patricia Sánchez Sánchez, 2013. Análisis desde una perspectiva ecológica, tecnológica y económica del proyecto un parque eólico offshore en la costa del Cabo Trafalgar (Cádiz). Tesis fin de máster. Universidad complutense de Madrid.
85. Gutiérrez, José E.; García, J.; Peyrau, R. Y Zamora, B., FAST Lognoter: Integración de herramientas para el cálculo de aerogeneradores 'Offshore'. Cádiz y el Mar en el Siglo XXI: Cruceros y Turismo, Acción Marítima, Mar y Energía, Acuicultura 50º Congreso de Ingeniería naval e industria marítima.
86. A. J. Yarín Achachagua y Y. H. Yarín Achachagua, 2011. Análisis del comportamiento dinámico de una embarcación pesquera en el mar peruano. Universidad Nacional de Ingeniería. Perú.
87. Portal crowdfunding de Vortex Bladeless. <https://www.indiegogo.com/projects/vortex-bladeless-a-wind-generator-without-blades--3#/story>
88. Antonio Vidigal, 2013. Desafíos de la eólica marina flotante. EDP Innovación. Lisboa.